

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



# **O papel dos dispositivos de armazenamento de energia em redes de distribuição de baixa tensão**

**António Pedro Pereira da Silva**

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira

2016

© António Pedro Pereira da Silva, 2016

# Resumo

Com o aumento dos consumidores/produtores da sua própria energia, chamados de “*Prosumer*”, tem havido um aumento massivo de unidades de microgeração com base na tecnologia Fotovoltaica. Esta tecnologia tem uma particularidade, quando a produção é elevada o consumo normalmente é baixo, assim o excesso de energia produzido a certas horas do dia é injetado diretamente na rede de distribuição em Baixa Tensão, podendo ocasionar diversos impactos, sendo o aumento do perfil de tensões o mais gravoso. Estas horas do dia em que há uma produção bastante elevada face ao consumo são normalmente as horas de maior exposição solar.

Já foram desenvolvidas algumas Redes Inteligentes de Energia com vista a minimizar este impacto, assim os dispositivos de armazenamento podem ser mais uma solução a ser adicionada a essas Redes Inteligentes de Energia.

A introdução de dispositivos de armazenamento pode ser vantajosa na medida que podem armazenar uma parte do excesso da produção e descarregando ao final do dia a energia armazenada, quando o consumo é maior e a produção fotovoltaica é quase nula ou mesmo nula, indo assim potenciar o autoconsumo doméstico.

No contexto da presente dissertação, serão avaliadas estratégias que permitam a operação e controlo da integração dos dispositivos de armazenamento de energia em redes de distribuição de baixa tensão com forte penetração de unidades de microgeração fotovoltaica permitindo potenciar o autoconsumo. Ao mesmo tempo verificar se pode ser efetuada a gestão técnica da rede de distribuição, tendo em conta os impactos que resultam da forte penetração das unidades de microgeração.

**Palavras-Chave:** Armazenamento de energia, Autoconsumo, Baixa Tensão, Microgeração, Redes de Distribuição em Baixa tensão.

*Página em branco*

# Abstract

*Lately there has been a massive increase of consumers/producers of their own energy called “Prosumers” with the photovoltaic microgeneration technology. This technology has a particularity, when production is high, normally the consumption is low, so the excess of produced energy at certain hours of the day is directly injected into the low voltage distribution grid, and causes many impacts. The worst impact is the rise of the voltage profile. Normally when the production compared with the consumption is high is in the time of the day that sun is more elevated.*

*There has been developed some energy intelligent grids in order to minimize that impact, so the energy storage devices can be one more solution to add at that energy intelligent grids.*

*Introducing energy storage devices can be one more advantage because they can storage a part of excess production that is not consumed and discharge that energy at the end of the day, when consumption is high and production almost zero or zero, so can potentiate self-consumption.*

*In the context of the present dissertation, will be evaluated strategies that allow control and operation of energy storage devices in low voltage distribution grids with high penetration of photovoltaic microgeneration units and potentiate the self-consumption. At the same time will be verified if low voltage technical grid management can be done, due the impact that high penetration of photovoltaic microgeneration units causes in low voltage distribution grids.*

**Keywords:** Energy Storage, Self-Consumption, Low Voltage, Microgeneration, Low Voltage Distribution Grids.

*Página em branco*

# Agradecimentos

Neste espaço quero agradecer a todas as pessoas que contribuíram para que a presente dissertação fosse concluída com sucesso.

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu Orientador o Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira pelo apoio e disponibilidade demonstrada ao longo destes meses, as críticas e as sugestões que me permitiram concluir com sucesso a presente dissertação.

Em segundo lugar quero agradecer a todos os docentes da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto que contribuíram para a minha formação tanto técnica como pessoal.

Em terceiro lugar um agradecimento aos meus amigos e colegas tanto da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, como os que não são da Faculdade pelo apoio e amizade e que também contribuíram para o meu sucesso académico.

Por fim um agradecimento especial aos meus pais devido a me terem proporcionado as condições necessárias para o meu sucesso tanto a nível pessoal como a nível académico devido o seu apoio incondicional desde o primeiro dia.

António Pedro Pereira da Silva

*Página em branco*



# Índice

Resumo .....	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos .....	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras .....	xi
Lista de tabelas .....	xv
Abreviaturas e Símbolos .....	xvii
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1 Motivação .....	2
1.2 Objetivos .....	4
1.3 Estrutura .....	4
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>6</b>
Desenvolvimento de redes elétricas inteligentes .....	6
2.1 Redes de Distribuição Tradicionais .....	7
2.2 O Paradigma das Redes de Distribuição com Introdução de $\mu$ G .....	8
2.3 Legislação relativa à introdução de $\mu$ G nas redes de distribuição BT .....	10
2.4 Autoconsumo .....	13
2.5 Impactos da $\mu$ G nas Redes de Distribuição .....	16
2.6 Desenvolvimento de Redes elétricas inteligentes.....	21
2.7 Tecnologias de armazenamento de energia e seu papel na rede de distribuição .....	29
2.8 Sumário e Principais Conclusões .....	38
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>41</b>
Modelização da Rede de Distribuição de Baixa Tensão .....	41
3.1 Introdução.....	41
3.2 Ferramenta de Simulação .....	42
3.3 Modelização do Transformador MT/BT.....	42
3.4 Modelização das linhas e cabos BT .....	43
3.5 Modelização das cargas .....	44
3.6 Modelização das unidades de $\mu$ G.....	46
3.7 Modelização dos dispositivos de armazenamento .....	48

3.8 Sumário e Principais Conclusões .....	54
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>56</b>
Estratégias de controlo dos dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição de Baixa Tensão.....	56
4.1 Introdução .....	56
4.2 Integração dos dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição de Baixa Tensão.....	57
4.3 Descrição dos dispositivos de armazenamento usados .....	59
4.4 Cenário 1 - Integração de dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição de Baixa Tensão com unidades de $\mu G$ de potência instalada com 50% da potência contratada .....	59
4.5 Cenário 2 - Integração de dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição de Baixa Tensão com unidades de $\mu G$ de potência instalada com 100% da potência contratada .....	63
4.6 Sumário e Principais Conclusões .....	66
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>68</b>
Análise das Condições de Operação da Rede de Baixa Tensão .....	68
5.1 Introdução .....	68
5.2 Características da rede em estudo.....	69
5.3 Avaliação das condições de operação da rede no Cenário 1 .....	72
5.4 Avaliação das condições de operação da rede no Cenário 2 .....	91
5.5 Sumário e Principais Conclusões .....	114
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>117</b>
Conclusões e trabalhos futuros.....	117
6.1 Conclusões .....	117
6.2 Perspetivas de trabalhos futuros.....	119
<b>Anexos .....</b>	<b>121</b>
A.1 - Dados da rede teste .....	121
A.2 - Dados das baterias da <i>PIKO</i> do tipo <i>Fortelion</i> .....	127
<b>Referências .....</b>	<b>129</b>

## Lista de figuras

Figura 2.1 - Organização tradicional do SEE [5].	8
Figura 2.2- Organização do SEE com introdução de PD [5].	9
Figura 2.3 - Esquema de uma instalação de autoconsumo sem armazenamento de energia [14].	14
Figura 2.4 - Habitação com unidade de armazenamento de energia [16].	15
Figura 2.5 - Perfil de tensão para uma rede com formato radial [6].	17
Figura 2.6 - Níveis de integração da $\mu G$ na rede com formato radial [19].	18
Figura 2.7 - Rede BT para exemplo do problema do perfil de tensões [1].	19
Figura 2.8 - Arquitetura de uma MR [4].	22
Figura 2.9 - Exemplo de um contador inteligente [27].	24
Figura 2.10 - SEE inteligente e integrado [29].	26
Figura 2.11 - Arquitetura do projeto <i>InovGrid</i> [32].	27
Figura 2.12 - Arquitetura e camadas do projeto <i>SuSTAINABLE</i> [32].	29
Figura 2.13 - Comparação da estratégia proposta vs estratégia convencional [38].	37
Figura 2.14 - Modelo usado como possível troca de potência, onde cargas residenciais consomem energia, FV fornecem energia e as baterias e a rede elétrica podem fornecer ou receber energia [39].	37
Figura 3.1 - Modelo em <i>Matlab®/Simulink®</i> do transformador MT/BT.	42
Figura 3.2 - Esquerda: Parâmetros do bloco do Equivalente de <i>Thévenin</i> do transformador MT/BT. Direita: Parâmetros do transformador MT/BT.	43
Figura 3.3 - Esquerda: Representação da impedância dos condutores de fase e de neutro. Direita: Modelo <i>Matlab®/Simulink®</i> do bloco que representa a linha.	44
Figura 3.4 - Modelo externo em <i>Matlab®/Simulink®</i> da carga monofásica.	45
Figura 3.5 - Interior do Bloco representativo de uma carga monofásica em <i>Matlab®/Simulink®</i> .	46

Figura 3.6 - Modelo externo em <i>Matlab®/Simulink®</i> da unidade de $\mu G$ monofásica. ....	47
Figura 3.7 - Interior do Bloco representativo de uma unidade de $\mu G$ monofásica em <i>Matlab®/Simulink®</i> . ....	48
Figura 3.8 - Modelização em <i>Matlab®/Simulink®</i> do bloco interno do Processo de Carga da bateria. ....	49
Figura 3.9 - Modelização em <i>Matlab®/Simulink®</i> do processo de carga com controlo de tensão. ....	50
Figura 3.10 - Controlo de ativação do carregamento das baterias em <i>Matlab®/Simulink®</i> . ..	51
Figura 3.11 - Modelização em <i>Matlab®/Simulink®</i> do bloco interno do Processo de Descarga da bateria. ....	53
Figura 4.1 - Representação de um nó típico doméstico com baterias para armazenamento de energia. ....	57
Figura 4.2 - Fluxograma da estratégia adotada no Cenário 1. ....	62
Figura 4.3 - Fluxograma da estratégia adotada no Cenário 2. ....	65
Figura 5.1 - Rede elétrica BT em estudo. ....	69
Figura 5.2 - Produção e consumo ao longo das 24h em percentagem de $S$ máximo. ....	70
Figura 5.3 - Esquerda: Perfil de tensão na hora 12 sem unidades de $\mu G$ . Direita: Perfil de tensão na hora 12 após introdução de unidades de $\mu G$ com 50% da potência ativa instalada. ....	73
Figura 5.4 - Esquerda: Perfil de tensão na hora 20 sem unidades de $\mu G$ . Direita: Perfil de tensão na hora 20 após introdução de unidades de $\mu G$ com 50% da potência ativa instalada. ....	73
Figura 5.5 - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia. ....	75
Figura 5.6 - Comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 25 na fase C ao longo das 24h. ....	76
Figura 5.7 - Comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida na rede no nó 25 na fase C. ....	76
Figura 5.8 - Esquerda: Perfil de tensão na hora 12 sem baterias em toda a rede. Direita: Perfil de tensão na hora 12 em toda a rede após introdução de baterias em 25% das instalações. ....	77
Figura 5.9 - Esquerda: Perfil de tensão na hora 20 em toda a rede sem baterias. Direita: Perfil de tensão na hora 20 em toda a rede após introdução de baterias em 25% das instalações. ....	78
Figura 5.10 - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia. ....	79
Figura 5.11 - Comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 24 na fase B ao longo do dia. ....	80
Figura 5.12 - Comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida no nó 24 na fase B ao longo do dia. ....	80

Figura 5.13 - Cima: Perfil de tensão na hora 12 sem introdução de baterias nos nós que se encontram na Tabela 5.8. Baixo: Perfil de tensões na hora 12 nos nós que se encontram na Tabela 5.8 após introdução de baterias em 50% das instalações. ....	82
Figura 5.14 - Cima: Perfil de tensão na hora 20 sem introdução de baterias nos nós que se encontram na Tabela 5.8. Baixo: Perfil de tensões na hora 20 nos nós que se encontram na Tabela 5.8 após introdução de baterias em 50% das instalações. ....	83
Figura 5.15 - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia. ....	84
Figura 5.16 - Comparação entre potência da bateria, potência consumida, potência gerada no nó 33 na fase C ao longo das 24h. ....	85
Figura 5.17 - Comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida no nó 33 na fase C. ....	85
Figura 5.18 - Cima: Perfis de tensão ao longo do ramo D sem baterias na hora 12. Baixo: Perfis de tensão ao longo do ramo D na hora 12 após introdução de baterias em 75% das instalações. ....	87
Figura 5.19 - Cima: Perfis de tensão ao longo do ramo D sem baterias na hora 20. Baixo: Perfis de tensão ao longo do ramo D na hora 20 após introdução de baterias em 75% das instalações. ....	88
Figura 5.20 - Esquerda: Perfis de tensão em 100% da rede sem baterias na hora 12. Direita: Perfis de tensão em 100% da rede na hora 12 após introdução de baterias em 100% das instalações. ....	89
Figura 5.21 - Esquerda: Perfis de tensão em 100% da rede sem baterias na hora 20. Direita: Perfis de tensão em 100% da rede para a hora 20 após introdução de baterias em 100% das instalações. ....	90
Figura 5.22 - Esquerda: Perfil de tensão na hora 12 sem unidades de $\mu G$ em toda a rede. Direita: Perfil de tensão na hora 12 após introdução de unidades de $\mu G$ com 100% da potência ativa instalada em toda a rede. ....	92
Figura 5.23 - Esquerda: Perfil de tensão na hora 20 sem unidades de $\mu G$ em toda a rede. Direita: Perfil de tensão na hora 20 após introdução de unidades de $\mu G$ com 100% da potência ativa instalada em toda a rede. ....	93
Figura 5.24 - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia. ....	95
Figura 5.25 - Comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada na fase C do nó 18. ....	95
Figura 5.26 - Comparação entre potência gerada, potência consumida e potência absorvida no nó 18 na fase C. ....	96
Figura 5.27 - Cima: Perfil de tensão ao longo do ramo C sem baterias na hora 12. Baixo: Perfil de tensão ao longo do ramo C na hora 12 após introdução de baterias em 25% das instalações. ....	97
Figura 5.28 - Esquerda: Perfis de tensão ao longo do ramo C na hora 20 sem baterias. Direita: Perfis de tensão ao longo do ramo C na hora 20 após introdução de baterias em 25% das instalações. ....	99
Figura 5.29 - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia. ....	100

Figura 5.30 - Comparação entre potência da bateria, potência consumida, potência gerada no nó 11 na fase C. ....	100
Figura 5.31 - Comparação entre potência gerada, potência consumida e potência absorvida da rede no nó 11 na fase C. ....	101
Figura 5.32 - Cima: Perfis de tensão na hora 12 para os nós que se encontram na Tabela 5.8 sem baterias. Baixo: Perfil de tensão para os nós que se encontram na Tabela 5.8 na hora 12 após introdução de baterias em 50% das instalações. ....	103
Figura 5.33 - Cima: Perfil de tensão na hora 20 para os nós que se encontram na Tabela 5.8 sem introdução de baterias. Baixo: Perfis de tensão na hora 20 para os nós que se encontram na Tabela 5.8 após introdução de baterias em 50% das instalações. ....	105
Figura 5.34 - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia. ....	106
Figura 5.35 - Comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 30 na fase C. ....	107
Figura 5.36 - Comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida da rede no nó 30 na fase C. ....	107
Figura 5.37 - Cima: Perfis de tensão na hora 12 ao longo do ramo D sem baterias. Baixo: Perfil de tensão ao longo do ramo D na hora 12 após introdução de baterias em 75% das instalações. ....	109
Figura 5.38 - Cima: Perfis de tensão na hora 20 ao longo do ramo D sem baterias. Baixo: Perfil de tensão ao longo do ramo D na hora 20 após introdução de baterias em 75% das instalações. ....	111
Figura 5.39 - Esquerda: Perfis de tensão na hora 12 para a rede toda sem baterias. Direita: Perfil de tensão na hora 12 para toda a rede após introdução de baterias em 100% das instalações.....	112
Figura 5.40 - Esquerda: Perfis de tensão na hora 20 para a rede toda sem baterias. Direita: Perfil de tensão na hora 20 para toda a rede após introdução de baterias em 100% das instalações.....	114

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Características da bateria de Chumbo-Ácido [1].	30
Tabela 2.2 - Características das baterias <i>NiCd</i> [1], [35], [36].	31
Tabela 2.3 - Características das baterias <i>Ni-MH</i> [37].	32
Tabela 2.4 - Características das baterias <i>NaS</i> [1].	32
Tabela 2.5 - Características das baterias de íons de Lítio [1].	33
Tabela 5.1 - Descrição dos cenários em estudo.	71
Tabela 5.2 - Potência instalada unidades de $\mu\text{G}$ , potência e capacidade das baterias nas diversas fases para o Cenário 1.	71
Tabela 5.3 - Potência instalada unidades de $\mu\text{G}$ , potência e capacidade das baterias nas diversas fases para o Cenário 2.	72
Tabela 5.4 - Nós e respectivas fases que se situam com perfil de tensão abaixo de 0.9 p.u na hora 20.	74
Tabela 5.5 - Baterias introduzidas nos nós e fases em 25% das instalações.	75
Tabela 5.6 - Fluxo de potência na bateria nas horas de maior produção de energia.	77
Tabela 5.7 - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior consumo.	77
Tabela 5.8 - Baterias introduzidas nos nós e fases até perfazer 50% das instalações.	79
Tabela 5.9 - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior produção de energia.	81
Tabela 5.10 - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior consumo de energia.	81
Tabela 5.11 - Baterias introduzidas nos nós e fases até perfazer 75% das instalações.	84
Tabela 5.12 - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior produção.	86
Tabela 5.13 - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior consumo de energia.	86
Tabela 5.14 - Baterias introduzidas nos nós e fases até perfazer 100% das instalações.	89

Tabela 5.15 - Comparação das perdas obtidas para o Cenário 1. ....	91
Tabela 5.16 - Nós com perfil de tensão acima de 1.1 p.u na hora 12. ....	92
Tabela 5.17 - Nós que se situam com perfil de tensão abaixo de 0.9 p.u. na hora 20. ....	94
Tabela 5.18 - Fluxo de potência na bateria nas horas de maior produção de energia. ....	96
Tabela 5.19 - Fluxo de potência na bateria nas horas de maior consumo de energia. ....	96
Tabela 5.20 - Perfis de tensão acima de 1.1 na hora 12 p.u. após introdução de baterias em 25% da rede. ....	98
Tabela 5.21 - Fluxo de potência ativa na bateria nas horas de maior geração. ....	102
Tabela 5.22 - Fluxo de potência ativa na bateria nas horas de maior consumo. ....	102
Tabela 5.23 - Nós e fases com perfil acima dos limites de operação da rede de distribuição após introdução de baterias em 50% da rede. ....	104
Tabela 5.24 - Fluxo de potência ativa na bateria nas horas de maior produção. ....	108
Tabela 5.25 - Fluxo de potência ativa na bateria nas horas de maior consumo. ....	108
Tabela 5.26 - Nós e fases com perfil de tensão acima de 1.1 p.u. na hora 12 após inserção de baterias em 75% das instalações na hora 12. ....	110
Tabela 5.27 - Nós e fases com perfil de tensão acima dos limites de operação da rede de distribuição após introdução de baterias em 100% da rede. ....	113



# Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CAMC	<i>Central Autonomus Management Controller</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
EDP	Energias de Portugal
$f$	Frequência
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FV	Fotovoltaica
FO	Função Objetivo
IST	Instituto Superior Técnico
LC	<i>Load Controller</i>
MC	<i>MicroSource Controller</i>
MGCC	<i>Micro Grid Central Controller</i>
MMR	Multi Micro Rede
MR	Micro Rede
MT	Média Tensão
P	Potência ativa
$P_c$	Potência contratada
PD	Produção Dispersa
$P_g$	Potência ativa gerada
$P_i$	Potência ativa injetada
PT	Posto de Transformação
p.u.	Por Unidade
Q	Potência Reativa
R	Resistência
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
S	Potência Aparente

SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SEE	Sistema Elétrico de Energia
UPAC	Unidade de Produção Autoconsumo
UP	Unidade de Produção
UPP	Unidade de Pequena Produção
X	Reatância
$\mu$ G	Microgeração

#### Lista de símbolos

A	Ampere
F	Farady
Hz	Hertz
H	Henry
V	Volt
VA	Volt-Ampere
W	Watt
Wh	Watt hora
Wh/Kg	Watt hora/ Quilograma
$\Omega$	Ohm

# Capítulo 1

## Introdução

Inicialmente a organização das redes de distribuição era organizada de forma hierarquizada, em que a energia elétrica fluía do nível superior (geração) para um nível inferior (consumo), sendo utilizada uma rede de transporte para levar esta energia desde a geração até aos locais de consumo. Com o aumento da introdução de unidades de  $\mu G$  por parte de consumidores domésticos, essa organização é alterada, pois passa a existir geração junto aos locais de consumo. Esta  $\mu G$  principalmente de origem FV faz com que nas horas de maior produção possa existir um excesso de energia produzida que não é consumida devido ao baixo consumo nessas horas. Esta energia que não é consumida é injetada nas redes de distribuição BT originando graves problemas, sendo o aumento dos perfis de tensão o pior.

O desenvolvimento das redes inteligentes ainda não foi capaz de resolver todos os problemas do aumento dos perfis de tensão nas horas de maior geração por parte das unidades de  $\mu G$ , necessitando em muitos casos de se proceder ao corte de geração para evitar o aumento dos perfis de tensão para fora dos limites técnicos de operação do sistema. Para se evitar o corte total de geração a determinadas horas do dia, o recurso a dispositivos de armazenamento de energia por parte dos consumidores/produtores poderá ser uma boa solução permitindo o autoconsumo com armazenamento por parte dos produtores/consumidores e possível regulação dos perfis de tensão.

Existem variadas tecnologias de armazenamento de energia sendo a tecnologia de baterias de Chumbo-Ácido a mais antiga e a tecnologia com base em baterias de íons de Lítio a mais recente.

As baterias colocadas junto dos consumidores/produtores da sua própria energia permitem o autoconsumo doméstico com recurso ao armazenamento de energia, pois armazenam uma percentagem de energia nas horas de maior exposição solar, indo depois descarregar essa energia nas horas de maior consumo ao final do dia. Assim poderá efetuar algum controlo dos perfis de tensão nas horas de maior exposição solar e limitando os impactos provocados pela introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .

Neste trabalho é realizado um estudo sobre a introdução progressiva e controlo dos dispositivos de armazenamento de energia por parte de consumidores domésticos em redes de distribuição em BT com forte integração de unidades de  $\mu G$  FV com vista a verificar se é

possível efetuar a gestão técnica da rede BT tendo em conta os impactos provocados pela introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .

São apresentados dois cenários com forte integração de unidades de  $\mu G$  FV. No primeiro cenário, cada unidade de  $\mu G$  tem instalada metade da potência contratada na respetiva fase do respetivo nó onde se encontra.

Num segundo cenário, cada unidade de  $\mu G$  tem instalada a totalidade da potência contratada na respetiva fase do respetivo nó onde se encontra.

Para ambos os cenários será avaliado o resultado da introdução progressiva de dispositivos de armazenamento de energia com determinadas estratégias de controlo nos clientes, verificando também qual o benefício para a rede de distribuição do ponto de vista do perfil de tensão após introdução massiva de unidades de  $\mu G$  FV.

## 1.1 Motivação

Nos últimos anos e tendo como base políticas ambientais, de independência energética face ao exterior, permitir uma maior diversidade da matriz energética e redução de emissões de gases com efeito de estufa, têm aparecido incentivos para o aumento de produção de energia de origem renovável ao nível das redes BT, MT e AT.

As diretivas da União Europeia para a sustentabilidade energética para 2020 são [1]:

- Reduzir emissões de gases com efeito de estufa em 20% (30% se reunidas condições necessárias);
- Obter 20% de energia a partir de fontes renováveis;
- Aumentar em 20% a eficiência energética.

Em Portugal a meta fixada para a obtenção de energia a partir de fontes renováveis é de 31%, uma meta que se situa 11% superior ao mínimo da meta estabelecida pela União Europeia [2].

Com os diversos incentivos que são dados pelos sucessivos governos para a produção de origem renovável citados acima, verifica-se um aumento de consumidores que também passaram a ser produtores da sua própria energia elétrica (*Prosumer*). Estes novos consumidores/produtores têm maioritariamente instalados unidades de  $\mu G$  FV.

A produção de energia distribuída ocorre num tipo de rede que foi planeada para que o fluxo de energia tivesse um único sentido (unidirecional), que se processava das grandes centrais produtoras para os centros de consumo através de uma rede de distribuição.

Assim a introdução de unidades de  $\mu G$  neste tipo de redes pode originar em algumas horas do dia alteração do fluxo de energia. Esta alteração do fluxo de energia, aliadas a redes onde a resistência tem predominância face à reactância (redes resistivas) pode provocar alguns impactos, nomeadamente o aumento dos perfis de tensão. Este aumento dos perfis de tensão na rede BT limita a integração de novas unidades de  $\mu G$ , comprometendo o aumento de produção de energia de origem renovável.

Nos últimos tempos tem havido um aumento do autoconsumo doméstico com recurso a armazenamento de energia, assim parte da energia que é produzida e não é consumida pode ser armazenada em dispositivos de armazenamento e assim limitar o aumento dos perfis de tensão na rede de distribuição BT.

Uma das soluções que tem surgido, no sentido de minimizar os impactos que provocam na rede de distribuição BT o aumento de unidades de  $\mu G$  em especial as FV, são as *Smart Grids* (Redes Inteligentes de Energia Elétrica).

Estas redes representam uma nova arquitetura de gestão de redes de distribuição de energia elétrica mais segura e inteligente e o fluxo de energia elétrica e de informações se dá de forma bidirecional. Monitorizam a rede em tempo real e permitem ajustar a geração face ao consumo num dado momento. Quando aliadas a sistemas de *Smart Metering* (Medição Inteligente de Energia Elétrica), permitem verificar o consumo e geração e assim ajudar na integração da energia renovável na rede de distribuição [3].

A produção de energia de origem renovável FV não é síncrona com o consumo originando picos de produção à hora de maior exposição solar e pouca ou nenhuma geração ao final do dia. Devido a esta baixa simultaneidade de produção/consumo os dispositivos de armazenamento de energia podem-se tornar um grande aliado para minimizar o problema do aumento do perfil de tensões nas horas de maior exposição solar.

Estes dispositivos de armazenamento têm vindo a descer de preço e assim podem vir a ser um novo recurso para facilitar a gestão da produção/consumo, aumentando assim a sua simultaneidade. Permitem armazenar energia a partir de uma determinada hora quando a produção for superior ao consumo e depois descarregar esta energia armazenada ao final do dia, quando o consumo é bastante elevado.

A presente dissertação visa identificar estratégias que permitam fazer a integração progressiva de dispositivos de armazenamento de energia por parte de alguns consumidores domésticos. Será avaliado qual o benefício que estes dispositivos de armazenamento de energia representam no controlo dos perfis de tensão, tendo em conta os problemas que ocorrem com a introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .

## 1.2 Objetivos

A presente dissertação tem dois principais objetivos:

- Avaliar o impacto de alguns consumidores domésticos integrarem progressivamente na rede de distribuição BT dispositivos de armazenamento de energia nas suas instalações domésticas e controlo desses dispositivos através de estratégias propostas;
- Avaliação do benefício do ponto de vista da rede de distribuição BT, das estratégias propostas tendo em conta os problemas de tensão que ocorrem após a introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .

## 1.3 Estrutura

A organização do presente documento centra-se em 6 capítulos descrevendo o trabalho executado.

O primeiro capítulo faz a introdução e enquadramento da dissertação, definindo a motivação e os objetivos que são propostos para a realização da dissertação.

O segundo capítulo apresenta uma revisão bibliográfica do desenvolvimento de redes elétricas inteligentes. Aborda o paradigma das redes de distribuição que ocorre com a introdução de unidades de  $\mu G$ , o autoconsumo, menciona os impactos que ocorrem com a introdução massiva de unidades de  $\mu G$  FV, aborda o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes e sua forma de funcionamento. Serão abordadas algumas tecnologias de armazenamento de energia e qual o seu papel nas redes de distribuição BT.

O terceiro capítulo apresenta a modelização da rede BT, nomeadamente a modelização de cargas, cabos, unidades de  $\mu G$  e baterias para serem usados na simulação dinâmica.

O quarto capítulo aborda as estratégias adotadas na introdução progressiva de baterias por parte de alguns consumidores domésticos e ao mesmo tempo verificar se é possível a gestão técnica da rede de distribuição com a introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .

No quinto capítulo são apresentados os resultados obtidos e é feita uma avaliação dos cenários propostos no capítulo 4.

Por fim, no sexto capítulo são apresentadas as conclusões da dissertação e são sugeridos trabalhos futuros para a área em questão.



## Capítulo 2

# Desenvolvimento de redes elétricas inteligentes

O desenvolvimento inicial do SEE teve como base uma organização hierarquizada, em que a energia elétrica flui do nível superior (geração) para um nível inferior (consumo). Para se efetuar o transporte dos centros produtores para os centros de consumo é utilizada uma rede de transporte síncrona de corrente alternada de 50 Hz ou 60 Hz dependendo dos países.

Nos últimos tempos as redes de distribuição têm vindo a sofrer um grande aumento de unidades de  $\mu G$  por parte de utilizadores domésticos devido a políticas energéticas e de incentivos por parte de sucessivos governos. Esta produção de energia local é maioritariamente obtida a partir do sol e é produzida por painéis FV.

Esta expansão de unidades de PD pode ser dividida entre três razões: de caráter Ambiental, Governamental e técnico [4]:

- Como *Caráter Ambiental* - aproveitamento do uso de combustíveis baratos (ex: energia solar, eólica, etc.), menor emissão de gases com efeito de estufa ( $CO_2$  e  $NO_x$ ), pode combinar produção de eletricidade e calor (Cogeração);
- Como *Caráter Governamental* - apoio a políticas competitivas, diversificação das fontes de energia;
- Como *Caráter Técnico* - melhora a fiabilidade e qualidade do serviço, ferramenta de apoio à rede, capacidade de realizar *peak shaving*, facilita liberalização do mercado elétrico, alternativa à expansão e uso das redes já existentes.

Como a produção deste tipo de energia nem sempre acontece nas horas de maior consumo, pode originar alguns problemas na rede, de que se destaca o aumento do perfil de tensões como sendo o mais gravoso. Outros problemas que ocorrem são possibilidade de inversão do trânsito de potências, introdução de harmónicos na rede e efeito de tremulação.

Com a diminuição do custo dos dispositivos de armazenamento, existe mais um elemento que fica ao dispor para minimizar o problema da integração massiva de unidades de  $\mu G$  na



rede BT. Assim nas horas de maior exposição solar e pouco consumo, os dispositivos de armazenamento podem absorver parte da energia que não é consumida para depois descarregar essa energia quando o consumo for mais elevado e não houver produção.

O autoconsumo doméstico permite que o consumidor produza a sua própria energia que consome, se tiver armazenamento permite armazenar energia produzida e não consumida nas horas de maior exposição solar para depois descarregar essa energia ao final do dia.

No presente capítulo serão abordados inicialmente as redes elétricas tradicionais e o paradigma das redes de distribuição com a introdução de  $\mu G$ . Será abordada a legislação existente em Portugal, Brasil e Espanha para a ligação das unidades de  $\mu G$  à rede elétrica.

A seguir serão descritos os impactos resultantes da integração das unidades de  $\mu G$  nas redes de distribuição BT.

O próximo tópico a ser abordado é sobre o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes permitindo minimizar estes impactos da  $\mu G$  na rede elétrica.

Por fim serão abordadas as tecnologias de armazenamento de energia e o seu papel na rede de distribuição BT.

## 2.1 Redes de Distribuição Tradicionais

Tradicionalmente a energia elétrica é produzida em centros de produtores, sendo depois elevada através de transformadores elevadores de tensão que elevam a tensão para o transporte em AT ou MAT até às subestações próximas dos centros de consumo. A seguir é efetuado um abaixamento da tensão de AT/MAT para MT que alimentam consumidores em MT (ex: empresas de siderurgia, etc). Seguidamente é distribuída para PTs que fazem novamente o abaixamento da tensão para BT e assim ser entregue pelos centros de consumo em BT.

Este sistema é um sistema baseado numa organização hierárquica em que a energia elétrica flui de um nível superior (geração) para um nível inferior (consumo) conforme apresentado na Figura 2.1 sendo a sua distribuição efetuada através das redes de distribuição.

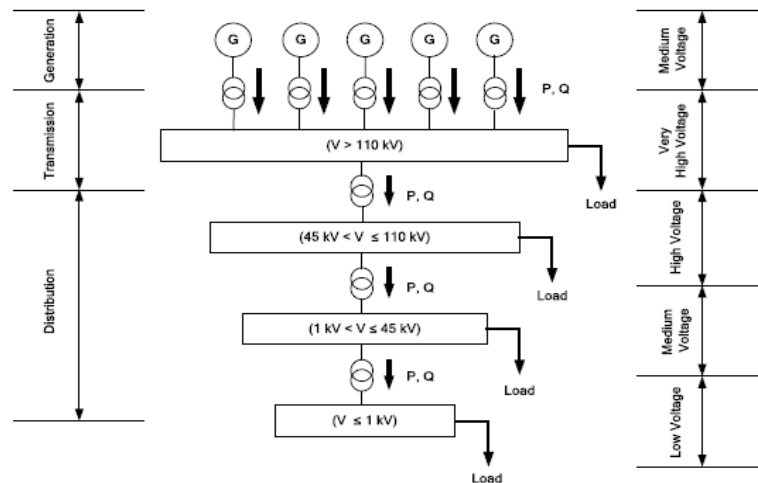


Figura 2.1 - Organização tradicional do SEE [5].

O SEE Português esteve na posse do Estado entre 1975 e 1995 sendo a EDP a empresa fundada. A partir de 1995 houve uma reestruturação que permitiu criar um serviço público independente (sendo que este serviço obedecia a uma lógica de mercado) [6].

A partir de 1995 houve liberdade em termos de produção de eletricidade, vindo o Decreto-lei nº 29/2006 [7] incluir produtores em regime especial (PRE) e proporcionando cada vez mais a introdução de PD na rede elétrica [6].

Este modelo tem algumas desvantagens que se incluem [5]:

- *Problemas na fiabilidade do sistema* - devido a que perturbações nos níveis superiores têm repercussão nos níveis inferiores;
- *Consequências negativas para o ambiente* - quando são usadas algumas centrais convencionais (ex: Centrais Termoelétricas a Carvão);
- Grandes distâncias entre os centros produtores e os centros de consumo, originando assim perdas elevadas.

## 2.2 O Paradigma das Redes de Distribuição com Introdução de $\mu G$

A integração da PD nas redes de distribuição teve início ao nível das redes MT e AT com parques eólicos, mini-hídricas, cogeração, etc. Mais recentemente e devido ao desenvolvimento em massa de tecnologias apropriadas (Solar FV) estendeu-se à rede BT, sendo aqui dada a designação de  $\mu G$ .

Com a introdução de unidades de  $\mu G$  em redes tradicionais que não foram pensadas para receber esta injeção de energia, apareceram dificuldades na análise da rede devido à  $\mu G$  de origem FV ser intermitente (ex: tempo nublado). Em algumas horas do dia pode haver problemas no cumprimento de aspetos de segurança e no pior dos casos o perfil de tensão poder ultrapassar o limite superior técnico (1.1 p.u.) nas horas de maior exposição solar.

Esta introdução de unidades de  $\mu G$  possibilita a produção situar-se ao lado do consumo em BT, reduzindo as perdas e evitando investimento de reforço da rede do SEE.

Salientam-se aqui alguns efeitos provocados com a introdução deste tipo de geração [8]:

- Podem aparecer ilhas elétricas;
- Alteração da qualidade do serviço;
- Alteração dos perfis de tensão na rede;
- Alteração do trânsito de potências;
- Alteração da qualidade do serviço.

As unidades de  $\mu G$  podem ter vários níveis de potência de produção, podendo ir desde alguns W ( $\mu G$ ), a vários MW (grande PD).

A Figura 2.2 apresenta a organização do SEE com a introdução de PD.

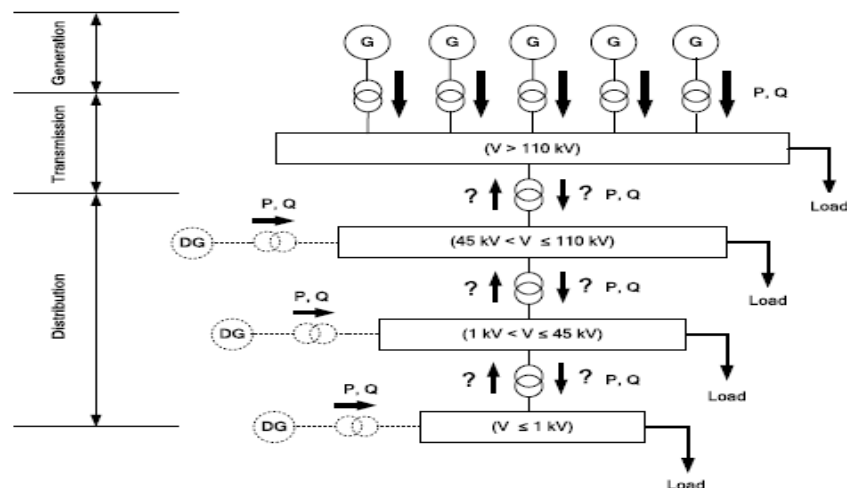


Figura 2.2- Organização do SEE com introdução de PD [5].

## 2.3 Legislação relativa à introdução de $\mu$ G nas redes de distribuição BT

Nesta secção irá ser abordada a regulamentação existente à data relativa à instalação de unidades de  $\mu$ G em Portugal. Será igualmente abordada legislação existente em alguns países, nomeadamente Alemanha, Brasil e Espanha.

### 2.3.1 Legislação adotada em Portugal

A regulamentação relativa à instalação de unidades de  $\mu$ G em Portugal é regida pelo Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro [9]. Este decreto-lei beneficia de um enquadramento legal único sendo integrados e reformulados neste decreto os atuais regimes de miniprodução e microprodução. Foi revogado o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de Março, alterado pelos Decretos-Leis n.º 25/2013, de 19 de Fevereiro, e 363/2007, de 2 de Novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de Dezembro, e pelos Decretos-Leis n.º 118-A/2010, de 25 de Outubro, e 25/2013, de 19 de Fevereiro.

A produção de eletricidade para autoconsumo, que aqui é associada à unidade produtora de eletricidade, pode ou não estar ligada à rede elétrica pública. Se a instalação for para vender totalmente à rede a energia produzida, a potência de ligação à rede terá de ser igual ou inferior a 250 kW.

Condições de acesso e de registo da atividade [9]:

- Se a potência instalada da UPAC for superior a 1MW, é necessária uma licença para exploração e produção;
- A UP é instalada no local onde é servido pela instalação de energia elétrica;
- Se  $200 < \text{UPAC} \leq 1.5 \text{ kW}$  ou não estiver ligada à RESP só é necessário efetuar uma comunicação antes de iniciar a exploração;
- Se  $\text{UPAC} \leq 200 \text{ W}$ , não é necessária comunicação de exploração;
- É necessário um registo prévio e um certificado de exploração se pretender fornecer energia elétrica à rede elétrica que não seja consumida na respetiva instalação de utilização e cuja potência instalada for igual ou inferior a 1.5 kW;
- Se a instalação não estiver ligada à RESP e haja uma unidade de produção que utilize como fonte de energias renováveis de qualquer potência e o produtor pretenda transacionar garantias de origem, necessita de ter um registo prévio e necessita de obter um certificado de exploração.

Para aceder ao registo de uma UP é necessário [9]:

- Ser uma pessoa singular ou coletiva, podendo ser um condomínio em propriedade horizontal. Tem de ter um contrato de fornecimento de energia elétrica celebrado com um comercializador de eletricidade de uma instalação que se encontre ligada à RESP;
- A potência da UP tem de ser igual ou menor que a potência que consta no contrato de fornecimento de energia;
- Se for uma UPAC, a potência que está instalada não pode ser superior ao dobro da potência de ligação;
- Se se tratar de uma UPP que tenha entrado em serviço há menos de 1 ano, a energia consumida na instalação tem de ser igual ou superior a 50% da energia que é produzida pela Unidade de Produção;
- Antes de instalar uma UPP, é necessário efetuar uma verificação técnica no local onde se vai instalar a UP. Devem ser efetuadas medições de tensão no local respeitando o Regulamento Técnico e de Qualidade;
- Se UP for instalada num condomínio, deve ser aprovado pela maioria dos condóminos, sendo que esta maioria tem de equivaler a mais de metade do valor do prédio;
- É necessária autorização da assembleia dos condóminos para se proceder à passagem de cabos ou componentes da UP para uma passagem numa parte comum do edifício que se encontre em propriedade horizontal, e essa autorização tem de ser obtida com um mínimo de 70 dias à data de inscrição do registo e deve ser pedida pelo promotor da UP.

Caso sejam instaladas unidades de produção de autoconsumo, para contagem é necessário [9]:

- Sempre que a potência da UPAC for superior a 1.5 kW, a sua contagem é obrigatória e é feita por Telecontagem;
- Se o equipamento de contagem permitir, a energia produzida pela UPAC e a energia adquirida ao comercializador pode ser contada pelo mesmo equipamento, mas o equipamento tem de medir a energia nos dois sentidos;
- Sendo a produção de eletricidade para autoconsumo, não é obrigatório fornecer energia reativa.

Em relação ao regime remuneratório existem 3 categorias que o produtor pode escolher que se encontram definidas [9]:

- Categoria I - no caso de instalar apenas uma UPP;
- Categoria II - no caso de se pretender instalar uma UPP e instalar também uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos;
- Categoria III - caso o produtor pretenda instalar além de uma UPP, instale também coletores solares térmicos com área mínima de 2 m<sup>2</sup>.

Requisitos de ligação à rede da UPAC [10]:

- A energia produzida é injetada preferencialmente na instalação de consumo;
- Eventuais excedentes de produção instantânea podem ser injetados na RESP;
- Pressupõem-se que o modelo proposto minimize a injeção de energia na RESP e que a produção esteja adequada ao consumo.

As unidades de  $\mu$ G vão desde 1 kW até 100 kW e as unidades de minigeração podem ir até 250 kW.

Em Portugal, o requisito para fazer a ligação dos sistemas FV à rede de distribuição em BT é que o fator de potência deve ser unitário.

### 2.3.2 Legislação adotada em outros países

Nesta secção dá-se a conhecer a legislação existente na Alemanha, no Brasil e em Espanha para conexão dos sistemas FV à rede de distribuição BT, embora vários outros países venham a assumir metas e criar leis com vista a aumentar a produção com origem em fontes renováveis:

#### **Alemanha**

Na Alemanha, a conexão FV à rede de distribuição é regida pelo FNN (*Technical Conditions for the Connection to the low voltage network*) tendo os seguintes requisitos [11]:

- Se  $S_{max} < 13.8$  kVA, o fator de potência mínimo é de 0.95;
- Se  $S_{max} \geq 13.8$  kVA, o fator de potência mínimo é de 0.9;
- Para sistema FV com  $S_{max} > 3.68$  kVA, o método para a potência reativa é definido pelo Operador do Sistema de Distribuição.

#### **Brasil**

No Brasil a Norma que gere a Ligação de sistemas FV à rede de distribuição em BT é a norma SM04.14-01.011, esta norma aborda bastantes parâmetros mas aqui será só abordado o Fator de Potência.

O sistema de  $\mu$ G deve ser capaz de operar dentro das faixas de potência, quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do gerador [12].

- Sistemas de  $\mu$ G com potência nominal menor ou igual a 3kW, o fator de potência 1 com tolerância de trabalhar na faixa de 0.98 indutivo até 0.98 capacitivo;
- Sistema de  $\mu$ G com potência nominal maior que 3kW e menor ou igual a 6kW, fator de potência ajustável de 0.95 indutivo até 0.95 capacitivo;
- Sistema de  $\mu$ G com potência nominal maior que 6kW, fator de potência ajustável de 0.90 indutivo até 0.90 capacitivo.

### **Espanha**

A integração de produção dispersa em Espanha é regulada pelo Real Decreto 1699/2011 de 18 de Novembro [13] que regula a ligação à rede de instalações de produção de energia elétrica de pequena potência.

Não é necessária autorização administrativa para instalação de produção com potência nominal inferior a 100 kW e tensão não superior a 1 kV para potenciar o desenvolvimento de geração distribuída.

Condições de ligação à rede [13]:

- As conexões à rede têm de ter como princípio minimizar as perdas do sistema, mantendo a segurança e qualidade da conexão e possibilitar o funcionamento em ilha e não alimentar outros consumidores;
- Se a potência de ligação à rede for superior a 5 kW, a conexão da instalação à rede será trifásica com um desequilíbrio entre fases inferior a 5 kW;
- No cenário mais desfavorável a contribuição dos geradores para aumentar ou provocar quedas de tensão na linha de distribuição de BT ou MT entre a subestação e onde é feita a regulação da tensão e o ponto de conexão não deve ser superior a 2.5% da tensão de alimentação;
- O fator de potência da energia fornecida à rede de distribuição deve ser o mais próximo da unidade e será maior de 0.98 se a potência de instalação for superior em 25% da sua potência nominal.

Como nota final, os países tendem a dar incentivos com vista ao aumento da produção de origem renovável para assim aumentarem a eficiência e reduzirem as emissões com efeito de estufa.

## **2.4 Autoconsumo**

O autoconsumo é caracterizado pela produção e consumo da própria energia produzida na instalação onde o sistema se encontra instalado, sendo também possível injetar o excesso de energia não consumida na rede de distribuição BT [14]. O autoconsumo é regulamentado conforme explicado na secção anterior (2.3) pelo Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro e pelas portarias n.º 14/2015 e n.º 15/2015 de 23 de Janeiro.

Como a presente dissertação tem unidades de  $\mu\text{G FV}$ , a análise do autoconsumo terá como incidência no autoconsumo FV.

Como principais vantagens do autoconsumo, podem-se destacar [15]:

- Consumo na própria instalação da energia produzida;
- Sistemas de produção de elevada durabilidade;
- Redução na fatura da energia elétrica;
- Maior imunidade aos aumentos de energia elétrica.

Os consumidores domésticos podem instalar unidades para autoconsumo sem armazenamento de energia ou unidades para autoconsumo incluindo armazenamento de energia.

#### 2.4.1 Autoconsumo sem armazenamento de energia

Nos sistemas de autoconsumo sem recurso ao armazenamento de energia, quando a produção excede o consumo, esse excedente é injetado diretamente na rede de distribuição BT.

Esta injeção direta de energia excedente na rede de distribuição BT tem consequências ao nível do perfil de tensões, nomeadamente a subida da tensão no nó onde se encontra a unidade de  $\mu G$  podendo em algumas horas do dia situar-se acima do limite superior técnico de operação da rede. Os impactos da introdução de unidades de  $\mu G$  vão ser alvo de um estudo mais aprofundado na secção 2.5 da presente dissertação.

Na Figura 2.3 é apresentado o esquema de uma instalação de energia para autoconsumo sem recurso a dispositivos de armazenamento de energia.

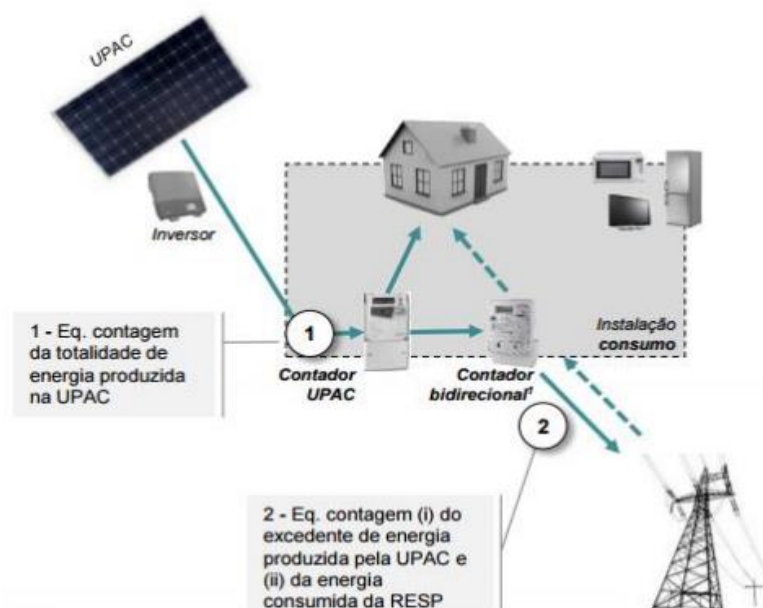


Figura 2.3 - Esquema de uma instalação de autoconsumo sem armazenamento de energia [14].

Nos sistemas de autoconsumo existe outra possibilidade que é o autoconsumo com recurso ao armazenamento de energia.



### 2.4.2 Autoconsumo com armazenamento de energia

O autoconsumo com recurso ao armazenamento de energia caracteriza-se por armazenar uma percentagem da energia produzida localmente e que não é consumida, recorrendo para o efeito a unidades de armazenamento de energia.

Nos sistemas FV, o autoconsumo com recurso a armazenamento de energia será vantajoso na medida que nas horas de maior exposição solar e pouco consumo, poderá armazenar uma percentagem da energia gerada e não consumida. A descarga dessa energia será efetuada ao final do dia, quando o consumo for alto, permitindo assim aumentar os perfis de tensão. Tipicamente quando o consumo é elevado os perfis de tensão diminuem devido à natureza resistiva das redes de distribuição BT.



**Figura 2.4** - Habitação com unidade de armazenamento de energia [16].

A Figura 2.4 mostra uma habitação com unidades de armazenamento de energia.

Na presente dissertação serão avaliadas estratégias que permitam a integração progressiva de dispositivos de armazenamento de energia em clientes domésticos e verificar qual o benefício para a rede que ocorre após a introdução dos dispositivos de armazenamento e tendo em conta os problemas que ocorrem em redes com elevada penetração de  $\mu G$ .

No capítulo 4 serão descritas as estratégias adotadas.

## 2.5 Impactos da $\mu G$ nas Redes de Distribuição

Com a elevada introdução de  $\mu G$  em redes de distribuição ocorrem alguns impactos negativos sendo o aumento do perfil de tensões o mais gravoso. Outros efeitos também ocorrem, nomeadamente inversão do trânsito de potências, introdução de harmónicos e efeito de tremulação na rede devido ao uso de inversores para ligar a  $\mu G$  à rede de distribuição BT.

Como efeitos positivos destacam-se a possibilidade de redução das perdas devido à redução dos fluxos de energia e a alteração no nível de carga nos ramos. As unidades de  $\mu G$  encontram-se junto ao consumo permitindo uma possível redução das perdas no transporte da energia e também permitem adiar investimentos de reforço das infraestruturas [17].

### 2.5.1 Efeito de Subida de tensões

A introdução de unidades de  $\mu G$  na rede de distribuição BT origina que a injeção de energia nesse troço da rede eleve a tensão nesse ponto, podendo em algumas horas do dia o perfil de tensões poder ultrapassar os limites técnicos admissíveis. O perfil de tensão (fase-neutro) deverá estar compreendido entre 0.90 p.u. e 1.1 p.u (ver equação 2.1), não devendo ficar nem abaixo, nem acima destes valores em nenhuma hora do dia.

$$V_{ij} (p.u.) = \frac{V_{ij}(V)}{\frac{400}{\sqrt{3}}} \quad (2.1)$$

Onde:

$V_{ij}$  - Tensão no nó i na fase j;

O valor da tensão num determinado nó da rede depende da distância desse nó ao PT, depende das quedas de tensão na rede, da potência solicitada à rede pelo consumidor, fazendo com que exista diferentes perfis de tensão durante o dia [18]. Assim, com a introdução de unidades de  $\mu G$  essas diferenças acentuam-se.

A Figura 2.5 evidencia o problema da subida do perfil de tensão nas redes de distribuição.

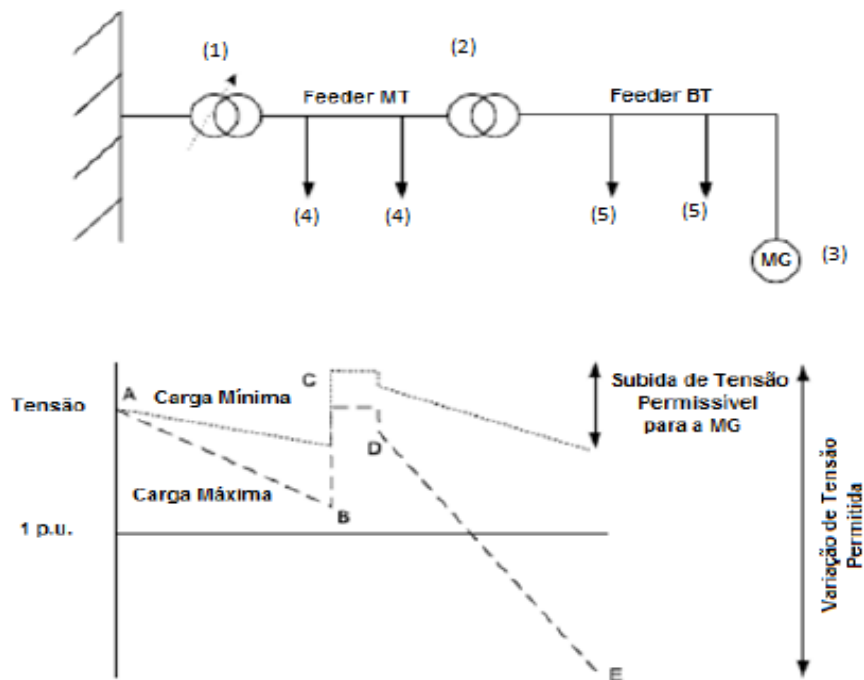


Figura 2.5 - Perfil de tensão para uma rede com formato radial [6].

Onde:

- (1) - Transformador AT/MT com tomadas;
- (2) - Transformador MT/BT;
- (3) - Unidade de  $\mu G$ ;
- (4) - *Feeder* alimentando cargas a MT;
- (5) - *Feeder* alimentando cargas a BT.

Através da análise da Figura 2.5, conclui-se que em A, a tensão é mantida constante através da mudança de tomadas do transformador (1).

De A para B, as cargas (4) fazem baixar a tensão no ramo MT. De B para C, a tensão é elevada recorrendo à alteração do transformador MT/BT (2).

De C para D a tensão baixa à saída do transformador (2) e de D para E a tensão baixa devido às cargas.

Na rede de MT, o aumento do perfil de tensões pode ser minimizado com a inversão do fluxo de energia reativa, pois na rede MT prevalece  $X \gg R$  [6].

Com introdução de unidades de  $\mu G$

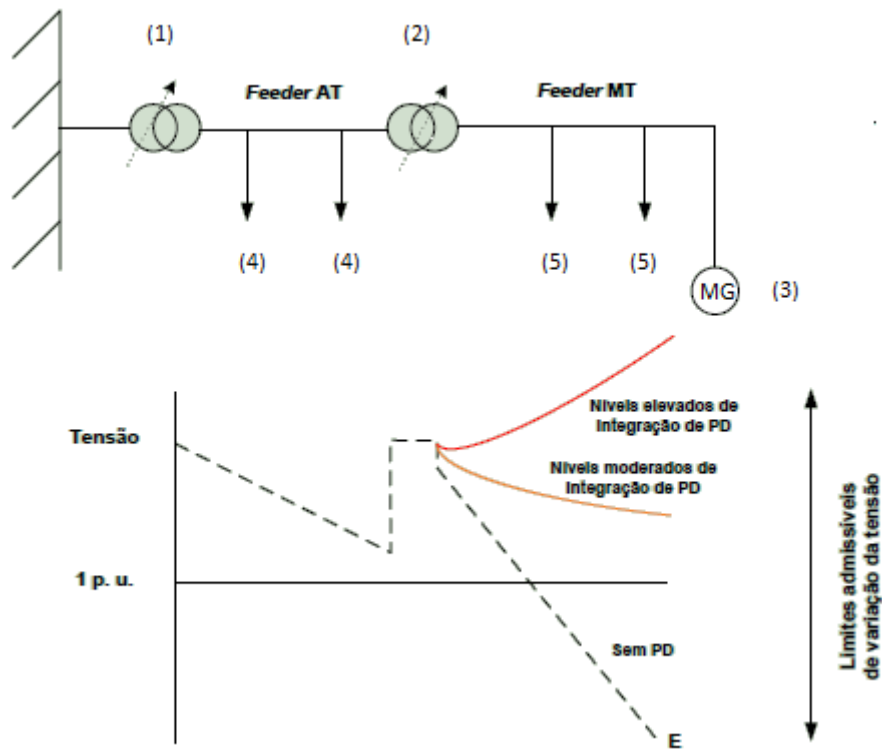


Figura 2.6 - Níveis de integração da  $\mu G$  na rede com formato radial [19].

Analisando a Figura 2.6, verifica-se que o perfil de tensão tende a aumentar muito com níveis elevados de integração de PD.

Particularizando o problema com a rede BT onde  $R \gg X$ , verifica-se que nos *feeders* (5), o perfil de tensões aumenta bastante à medida que se afasta do PT. Este problema faz com que o perfil de tensões vá aumentando à medida que a instalação se afasta do PT.

Formulação matemática do Problema:

A expressão 2.2 apresenta a variação da tensão em p.u.

$$\Delta V = \frac{PR + XQ}{V} \quad (2.2)$$

Analisando a equação 2.2 e mantendo o valor de R e de X constantes, verifica-se que variando o valor de P e/ou de Q é influenciada a magnitude do perfil de tensões [1].

De acordo com a figura seguinte, o trânsito de potências na linha tem as seguintes expressões [1]:

$$P_{12} = \frac{R.V_1^2 - R.V_1.V_2.\cos\theta_{12} + X.V_1.V_2.\sin\theta_{12}}{R^2 + X^2}; \theta_{12} = \theta_1 - \theta_2 \quad (2.3)$$

$$Q_{12} = \frac{X.V_1^2 - X.V_1.V_2.\cos\theta_{12} + R.V_1.V_2.\sin\theta_{12}}{R^2 + X^2}; \theta_{12} = \theta_1 - \theta_2 \quad (2.4)$$

A expressão 2.3 representa o trânsito de potência ativa entre o nó 1 e o nó 2.

A expressão 2.4 representa o trânsito de potência reativa entre o nó 1 e o nó 2.

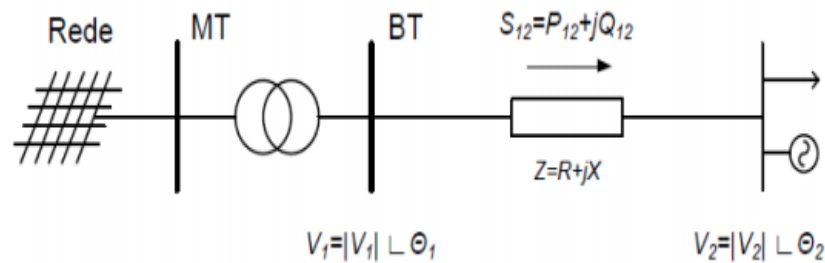


Figura 2.7 - Rede BT para exemplo do problema do perfil de tensões [1].

Onde:

- $P_{12}$  - Trânsito de P entre o barramento 1 e 2;
- $Q_{12}$  - Trânsito de Q entre o barramento 1 e 2;
- $V_1$  - Módulo da tensão no barramento 1;
- $V_2$  - Módulo da tensão no barramento 2;
- $\theta_1$  - Fase da tensão no barramento 1;
- $\theta_2$  - Fase da tensão no barramento 2;
- $S_{12}$  - Trânsito de S entre o barramento 1 e 2;
- $Z$  - Representa a Impedância da linha.

Analisando a Figura 2.7, verifica-se que o perfil de tensão deverá ser inferior em  $V_2$  relativamente a  $V_1$  para evitar inversão do trânsito de potências.

Particularizando o problema da subida do perfil de tensões para a rede BT, a resistência neste tipo de redes tende a ser normalmente mais elevada que X, assim o coeficiente (R/X) é bastante elevado. Como este coeficiente R/X é bastante elevado, X pode ser desprezado dando origem às expressões simplificadas em 2.5 e 2.6 [1]:

$$P_{12} = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \theta_{12}}{R}; \theta_{12} = \theta_1 - \theta_2 \quad (2.5)$$

$$Q_{12} = \frac{V_1 V_2 \sin \theta_{12}}{R}; \theta_{12} = \theta_1 - \theta_2 \quad (2.6)$$

As unidades de  $\mu G$  podem agravar o problema de subida de tensão se situarem na extremidade da linha e o consumo localmente for muito inferior à produção por essas unidades de  $\mu G$ , pode ocorrer que  $V_2$  fique acima dos limites técnicos de operação da rede.

Como  $V_2 > V_1$ , o excesso de  $P$  passa para a rede de MT e assim originar problemas a montante da rede.

Como nota final, nas redes MT, a potência reativa tem predominância no aumento dos perfis de tensão limitando assim a introdução de unidades de PD.

Nas redes BT, onde prevalece  $R \gg X$ , a potência ativa predomina no aumento dos perfis de tensão, e assim limita a introdução de unidades de  $\mu G$ .

O aumento dos perfis de tensão é um dos principais fatores que limita a introdução de mais unidades de  $\mu G$  na rede de distribuição BT, assim torna-se necessária uma estratégia de gestão ativa da rede como forma de permitir o aumento de mais unidades de  $\mu G$ .

Como algumas alternativas para minimizar o aumento do perfil de tensões na rede BT destacam-se:

- Introdução de dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição BT;
- Redução da potência ativa produzida nos períodos de baixo consumo.

### 2.5.2 Inversão do Trânsito de Potências e Congestionamentos

Conforme exemplificado em 2.5.1, as redes têm um perfil radial onde predomina  $R$  face a  $X$ , assim a introdução de unidades de  $\mu G$  pode originar alteração do fluxo de potências devido a seguir o sentido inverso quando  $V_2 > V_1$  (Figura 2.7).

A inversão do trânsito de potências ocorre quando a capacidade das linhas atinge o seu limite máximo de transporte de energia.

Este efeito é um efeito gravoso, devido a este excesso de  $P$  injetado na rede BT pelas unidades de  $\mu G$  poder passar para a rede MT e aí poder provocar subida do perfil de tensões.

Na rede MT este aumento do perfil de tensão pode levar à ocorrência de problemas na operação dos transformadores OLTC usados para controlo da tensão, devido a uma maior necessidade de alterações das tomadas [20].

### 2.5.3 Introdução de Harmónicos e Efeito de Tremulação

A introdução de harmónicos na rede surge na ligação de inversores eletrónicos de potência à rede, como por exemplo, ligar células FV que produzem em corrente contínua e precisam de inversores para fazer o paralelo com a rede.

A produção por meio de aerogeradores também produz distorção harmónica devido à velocidade variável das máquinas de acionamento dos geradores [6].

A norma que regula este tipo de efeitos é a norma NP-EN 50160, assim como regula também o Efeito de Tremulação.

O Efeito de Tremulação (*Flicker*) é originado por flutuações de tensão e ocorre especialmente associado à produção de origem eólica, devido à variação da velocidade do vento em períodos muito curtos [6]. O efeito visível é a variação da luminância das lâmpadas incandescentes.

### 2.5.4 Impacto da $\mu G$ no nível de carga nos ramos e perdas energéticas

A introdução de  $\mu G$  local pode ser benéfica para fazer diminuir o nível de carga nos ramos e assim fazer diminuir as perdas por efeito de joule. Esta diminuição no nível de carga nos ramos e das perdas só tem vantagens se não houver uma introdução massiva de unidades de  $\mu G$  na rede BT.

Conforme já explicado na secção 2.5.1, se houver uma introdução massiva de unidades de  $\mu G$  na rede, logo  $V_2 > V_1$ , haverá inversão do fluxo de potência ativa e assim provocar sobrecarga nos ramos, aumentando com isso as perdas por efeito de joule. Assim, em vez de diminuírem as perdas, elas aumentam.

Para mitigar este problema, o uso de estratégias de controlo da integração massiva de unidades de  $\mu G$  através do armazenamento de energia poderá fazer diminuir o nível de carga nos ramos e assim fazer diminuir as perdas por efeito de joule, pois uma percentagem do excesso de energia produzida será armazenada localmente e depois consumida.

Para mais informações sobre o impacto ao nível de carga nos ramos, pode ser consultado o seguinte documento [21].

## 2.6 Desenvolvimento de Redes elétricas inteligentes

Os consumidores que também eles são produtores da sua própria energia designam-se por “*Prosumer*”. Como exemplo de um *Prosumer*, um consumidor pode instalar unidades de  $\mu G$  FV na sua habitação doméstica e consumir a energia produzida, injetando (venda) o excesso não consumido na rede de distribuição.

Este aumento de produção a nível local de origem FV aliado a uma baixa simultaneidade entre a produção e o consumo provocam problemas nos perfis de tensão conforme já explicado anteriormente. Esta falta de simultaneidade existe porque nas horas de maior produção não existe consumo para poder colmatar esse excesso, assim a energia produzida em excesso passa para a rede de distribuição BT e a seguir para a rede MT, aumentando aí também os perfis de tensão.

Devido à falta de controlo da energia produzida pelos “Prosumer” e, crescente número de unidades de  $\mu G$ , criaram-se muitas dificuldades na operação e controlo da rede de distribuição BT [21].

Assim começaram a surgir redes inteligentes, que tiveram como início as MR, MMR e mais recentemente as *Smart Grids*.

### 2.6.1 Conceito de uma MR

Uma MR é definida como sendo uma rede de distribuição em BT onde se encontram ligadas pequenas unidades de  $\mu G$  (microturbinas, painéis FV, etc.) incluindo dispositivos de armazenamento de energia (baterias, volantes de inércia, etc.), cargas controláveis, estando implementados sistemas de gestão e controlo suportados por uma infraestrutura de comunicação [22], [23].

A MR pode operar em rede interligada com a rede de distribuição MT ou de forma isolada e desconectada da rede.

### 2.6.2 Arquitetura de uma MR

Na MR deve existir uma rede de controlo através de um sistema baseado em níveis hierárquicos, em que no nível superior se encontra o Controlador Central (MGCC).

A arquitetura de uma MR pode ser observada na Figura 2.8.

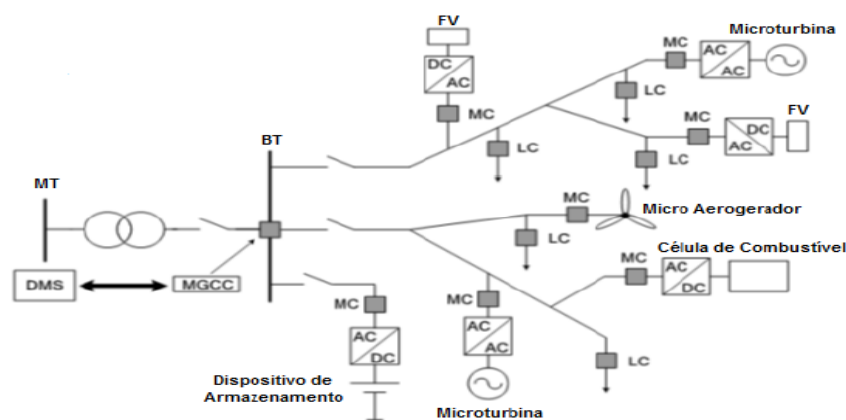


Figura 2.8 - Arquitetura de uma MR [4].



Os diversos níveis de controlo são [4], [21], [22]:

- *MGCC* - encontra-se no nível hierárquico mais elevado e comunica com os restantes controladores localizados no nível hierárquico inferior;
- *MC* - permite controlar os níveis de produção de potência ativa e reativa nas microfontes (desde que estas tenham essa capacidade). Situa-se num nível hierárquico inferior;
- *LC* - é responsável pelo controlo de cargas, podendo interromper cargas não prioritárias, ou fazer a gestão de acordo com as especificações do cliente;
- *DMS* - é o sistema de gestão de distribuição e chefia o *MGCC*, podendo estar ligado a mais do que um *MGCC*. Desta interligação entre o *DMS* e o *MGCC* espera-se uma contribuição para a melhoria da gestão e operação da rede de distribuição MT;

Para a operação do sistema de controlo da MR, a comunicação e interação entre os diferentes níveis de controlo hierárquico é fundamental [22]. Para mais informações podem ser consultados os seguintes documentos [4], [21], [22].

### 2.6.3 Modos de Operação de uma MR

Uma MR pode operar em dois modos distintos;

- Modo Normal;
- Modo Isolado ou de Emergência.

Estes dois modos de operação da MR permitem uma maior flexibilidade ao operador da rede.

Para mais informações sobre Modos de Operação das MR, pode ser consultado o seguinte documento [22].

Com as MR acabou por surgir um novo paradigma na operação que envolve uma alta penetração de  $\mu G$  em BT devido ao crescimento das MR. Assim foi desenvolvido um novo conceito que se intitula de MMR. Este conceito apareceu devido à necessidade de coordenar a gestão das diversas unidades de MR.

### 2.6.4 MMR

A definição de *MMR* é uma estrutura multinível que se encontra num nível mais elevado que as MR, mas incorporando as mesmas na sua estrutura. Engloba outros elementos ligados à rede MT como por exemplo: cargas controláveis, sistemas de armazenamento e unidades de PD [4]. Para mais informações sobre MMR, deverá ser consultado o seguinte documento [4].

### 2.6.5 Redes Inteligentes de Energia (*Smart Grids*)

Uma *Smart Grid* é definida como uma rede elétrica inteligente que integra as ações de todos os participantes sejam eles produtores, consumidores ou mesmo aqueles que são consumidores e produtores ao mesmo tempo, de modo a fornecer uma energia elétrica de forma eficiente, sustentável, económica, segura e a baixos custos operacionais. [24], [25].

Pode ser também definida como tendo tecnologias complexas que integram geração distribuída, unidades de armazenamento, automação, sistemas de comunicação e devem ser capazes de realizar múltiplas funções como por exemplo, atribuição de energia em tempo real, leitura automática de contadores e resiliência da gestão energética [24], [25].

A próxima geração do sistema elétrico estará equipada com sistemas de comunicação bidirecional ou multidirecional e pode realizar medições e monitorizações em tempo real.

Assim a rede deverá permitir um aumento de unidades de  $\mu G$ .

A gestão da rede será feita com recurso a algumas ferramentas como os contadores inteligentes (*Smartmeters*), que irão substituir os contadores tradicionais facilitando a comunicação bidirecional entre consumidores e as subestações inteligentes, ou até mesmo as empresas que fornecem os serviços que são geridos por um sistema de controlo de informação remoto e centralizado. Os consumidores ligados a esta rede passariam a transmitir a informação detalhada sobre os consumos em tempo real, permitindo também em caso de eventos na rede a sua deteção quase instantânea, e por consequente a sua localização, identificação e reposição do serviço mais rápido [26].

Com a otimização do sistema, as perdas serão reduzidas assim como os custos de operação [26].

A utilização de pequena geração de energia elétrica com elevada percentagem de energia renovável, combinada com a gestão de energia equilibra a carga de todos os intervenientes no sistema [26].

A Figura 2.9 apresenta o exemplo de um contador inteligente (*Smartmeter*).



Figura 2.9 - Exemplo de um contador inteligente [27].

Âmbito da introdução das *Smart Grids* [28]:

- Adotar “inteligência” na rede - melhorar a inteligência, supervisão e controlo da rede de distribuição promovendo a eficiência e a qualidade do fornecimento;
- Microprodução e produção distribuída - criar condições para uma integração em larga escala, segura e fiável de fontes de energia renovável distribuída;
- *Smart Metering* e Gestão Energética - desenvolvem uma abordagem centrada no consumidor: prestar novos serviços e promover a eficiência energética.

Um contador inteligente (*Smart Metering*) é um dispositivo capaz de realizar leituras e de permitir a troca de informação entre os utilizadores e os operadores do sistema através de um canal de comunicação bidirecional. Assim há um maior leque de operações incluindo melhor deteção de interrupções e oferta de tarifas [24].

Com a introdução de contadores inteligentes, os consumos e custos são apresentados em tempo real, permitindo assim aos consumidores pouparem na conta de eletricidade podendo ajustar os seus consumos para as diferentes horas do dia.

Caraterísticas e capacidades de uma *Smart Grid* [24]:

- Habilita novos produtos, serviços e mercados;
- Integrar todas as opções de geração e armazenamento de energia elétrica;
- Permitir a participação informada dos clientes;
- Garantir a qualidade de energia consoante as necessidades;
- Oferecer resiliência contra perturbações, ataques e outros desastres naturais;
- Otimizar a utilização de bens e operar com eficiência.

Desvantagens e obstáculos da implementação de *Smart Grids* [24]:

- Privacidade e segurança do utilizador com principal foco na introdução de contadores inteligentes;
- Perda de privacidade e incapacidade dos consumidores face a ações realizadas pelos operadores nomeadamente o corte do fornecimento;
- Receios sobre emissões de radiofrequência se serão prejudiciais à saúde humana;
- Custo de implementação do sistema.

As *Smart Grids* não resolveram todos os problemas da integração de  $\mu G$  na rede de distribuição BT. Se houver muita geração e pouco consumo, no limite pode ser necessário cortar produção para que os perfis de tensão se situem dentro dos limites técnicos de operação do sistema.

A fim de tentar minimizar o corte de geração em última instância, existe a possibilidade de introdução de dispositivos de armazenamento de energia junto dos consumidores domésticos que tenham unidades de  $\mu G$  e/ou instalar dispositivos de armazenamento na própria rede de distribuição.

A Figura 2.10 apresenta um SEE inteligente e integrado.

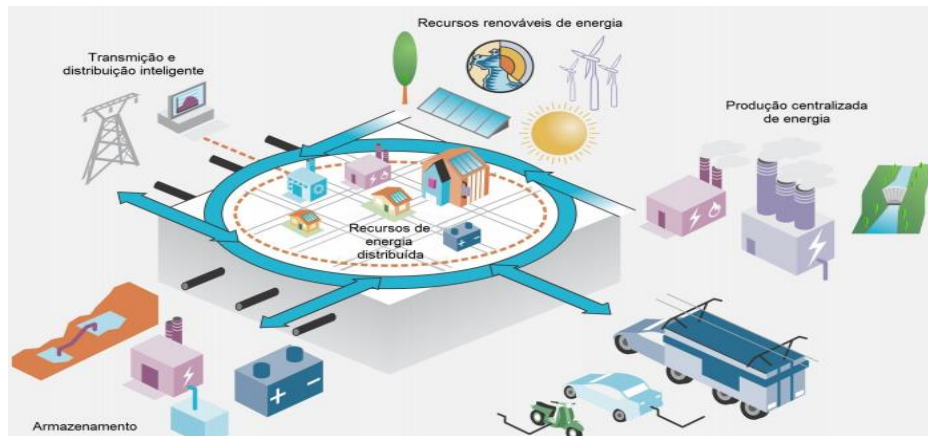


Figura 2.10 - SEE inteligente e integrado [29].

A seguir são apresentados dois projetos existentes de implementação de uma rede de distribuição inteligente. O primeiro projeto a ser descrito é o *projeto InovGrid* e o outro é o *projeto SuSTAINABLE*.

#### 2.6.6 Projeto InovGrid

O projeto *InovGrid* é um projeto que permite a implementação de uma rede de distribuição inteligente. É um projeto-piloto na cidade Portuguesa de Évora e conta com uma instalação de 37200 *Smart Meters* ou *Energy Boxes* [30] [31].

A Figura 2.11 apresenta a arquitetura de referência do projeto *InovGrid*.

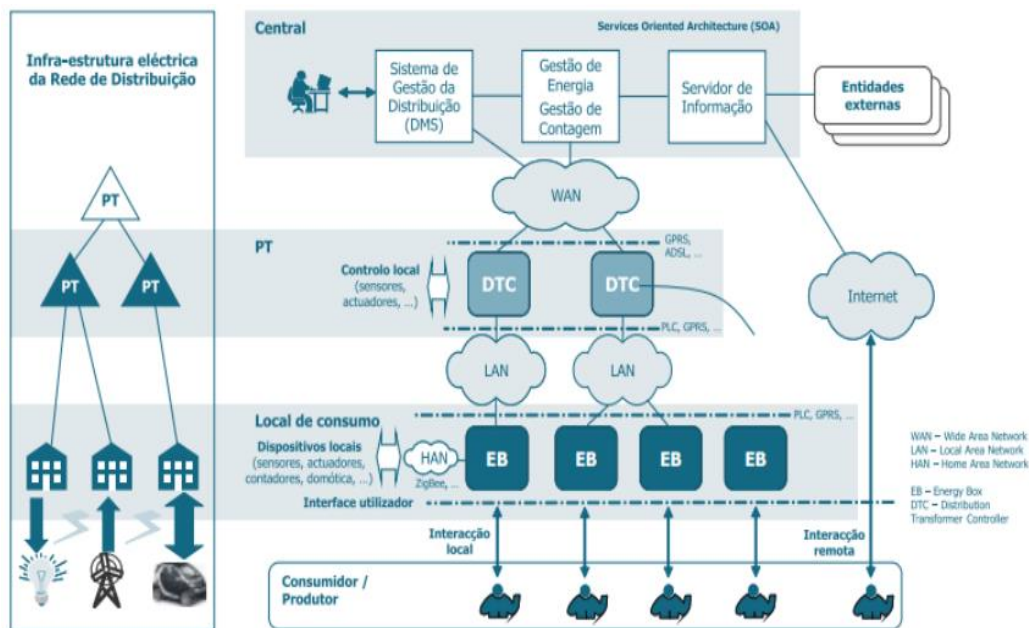


Figura 2.11 - Arquitetura do projeto *InovGrid* [32].

Este projeto assenta sobre três pilares [4]:

- Redes de Distribuição Inteligente (*Smart Grids*) - que são focadas no melhoramento da eficiência e fiabilidade da rede, através da introdução de um novo nível de inteligência nos seus sistemas de gestão;
- Contagem Inteligente de Energia (*Smart Metering*) - desenvolvida para implementar gestão de contagem de energia automática em todo o sistema;
- Microgeração - consiste na adaptação da rede à crescente procura do aumento de unidades de  $\mu G$  na rede.

Os objetivos e metas do projeto *InovGrid* são os seguintes [6]:

- Permitir uma melhoria de eficiência no consumo final de energia elétrica, derivado da grande quantidade de informação disponível aos consumidores finais;
- Reduzir as perdas de energia elétrica, resultante de uma melhor gestão da rede BT;
- Reduzir as perdas comerciais, como a fraude ou roubo de energia;
- Aperfeiçoar as operações técnicas, otimizando as manutenções técnicas das subestações MT/BT;
- Apurar a eficiência das operações comerciais, reduzindo os custos de faturação;
- Melhorar a qualidade técnica de serviço, reduzindo o SAIDI ao garantir uma reposição de serviço mais rápida após um defeito, com recurso a aparelhos automáticos, localização de defeito mais rápida e melhoria dos perfis de tensão;
- Aumentar a qualidade de serviço comercial, melhorando a satisfação do consumidor ao fornecer melhor e mais informação;
- Permitir maior integração de  $\mu G$ , permitindo gerir melhor os impactos da integração da  $\mu G$  na rede BT, gerindo os perfis de tensão da mesma;
- Permitir uma melhoria de eficiência no consumo final de energia elétrica, derivado da grande quantidade de informação disponível aos consumidores finais.

Para um maior detalhe deste projeto, podem ser consultados os seguintes documentos [30] e [31].

#### 2.6.7 Projeto *SuSTAINABLE*

O projeto *SuSTAINABLE* (*Smart Distribution System Operation for Maximizing the Integration of Renewable Generation*) é um projeto que surge como uma evolução do projeto *InovGrid*.

O conceito deste projeto, o operador do sistema de distribuição reúne informação da infraestrutura e de agentes externos, operadores de mercado e pessoal de manutenção [4]. Processa a informação usando ferramentas como estimação de estados, ferramentas de previsão e utilizando informação processada de uma forma distribuída em aparelhos localizados pela rede [4].

Depois, comunica definições a aparelhos de mitigação de qualidade de energia, relés de proteção e atuadores, componentes de distribuição e recursos distribuídos flexíveis avaliando a sua estratégia de mercado como um fornecedor de serviços auxiliares [4].

Esta estrutura é baseada numa hierarquia de quatro níveis [4]:

- Nível do produtor/consumidor - com *Energy Boxes (EB)* fornecendo funções de medição, com capacidade de desconexão e sistemas de múltiplas tarifas;
- Nível da subestação MT/BT - com *Distribution Transformer Controllers (DTC)* responsáveis por gerir um conjunto de *EB* do nível abaixo, concentrando a sua informação e gerindo comunicações ao mesmo tempo que monitorizam a subestação, transformador, sensores locais e iluminação pública, permitindo uma operação automática;
- Nível da subestação AT/MT - com aparelhos inteligentes capazes de processar a topologia da rede a jusante e monitorizar os parâmetros operacionais, o *Smart Substation Controller (SSC)* é responsável por agregar e gerir a informação operacional dos *Smart Meters* e *DTC*, aplicar *Demand Side Management* e estratégias de gestão da PD, com a capacidade de supervisionar *feeders* das subestações adjacentes;
- Nível de gestão e controlo central - compreende ferramentas de planeamento, onde o *Supervisory Control e Data Acquisition (SCADA) /DMS* gere a rede de distribuição, controlando a operação geral da rede e qualidade de serviço.

A Figura 2.12 mostra a arquitetura e camadas do projeto *SuSTAINABLE*.

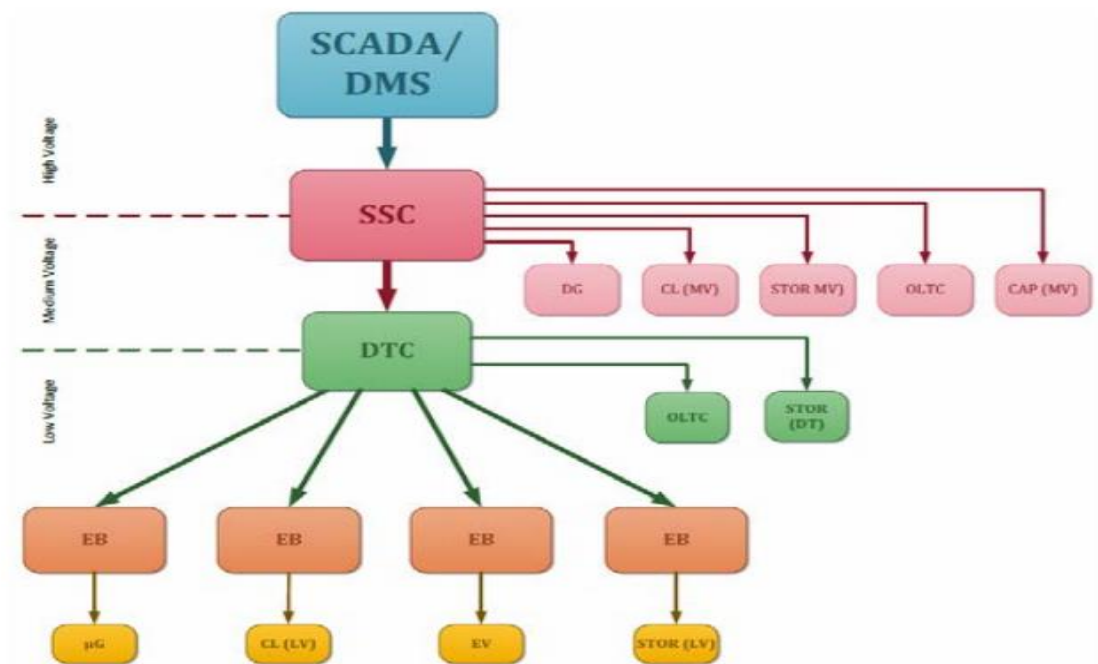


Figura 2.12 - Arquitetura e camadas do projeto *SuSTAINABLE* [32].

Para mais informações sobre este projeto consultar o documento [33].

## 2.7 Tecnologias de armazenamento de energia e seu papel na rede de distribuição

Nesta secção serão abordadas algumas tecnologias existentes para o armazenamento de energia.

O princípio de funcionamento dos dispositivos de armazenamento de energia baseia-se na transformação de energia elétrica em outra forma de energia, que pode ser química, térmica ou mecânica sendo, depois novamente convertida em energia elétrica quando necessária.

A seguir são apresentadas algumas tecnologias de armazenamento de energia:

### 2.7.1 Baterias

As baterias são dispositivos de armazenamento de energia, em que o seu princípio de funcionamento consiste na conversão de energia química em energia elétrica através de reações oxidação-redução [1], [34]. Como dispositivos de armazenamento de energia são bastante usados no armazenamento de energia.

As características principais das baterias são [1]:

- Densidade de Potência ( $W/kg$ ) - Corresponde à quantidade de potência que a bateria pode fornecer, sendo que este inclui a bateria, acessórios, estruturas de apoio e o sistema inversor;
- Densidade de Energia ( $Wh/kg$ ) - Corresponde à quantidade de energia que pode ser armazenada pela bateria por unidade de massa para uma determinada taxa de descarga. Quanto mais alto for o valor deste parâmetro, mais energia pode ser armazenada;
- Potência Específica ( $W$ ) - Corresponde à potência máxima que este é capaz de injetar na rede elétrica em conduções habituais de operação;
- Energia Específica ( $Wh$ ) - Corresponde à energia total que o dispositivo pode fornecer para uma determinada taxa de descarga;
- Capacidade Cíclica - Corresponde ao número de ciclos de carga e descarga ao longo da sua vida útil.

As baterias executam ao longo da sua vida útil muitos ciclos de carga e descarga, assim as suas características vão-se degradando ao longo do tempo. De modo a aumentar a sua vida útil e otimizar a sua eficiência, devem ser respeitadas as recomendações dos fabricantes.

As baterias principais para serem implementadas como dispositivos de armazenamento na  $\mu G$  são as seguintes: Chumbo-Ácido, Níquel-Cádmio, Níquel-Metal Hidreto e Iões de Lítio.

#### **Baterias de Chumbo-Ácido (*Lead Acid Batteries*)**

Este tipo de baterias consiste em células ligadas em série, em que em cada uma corresponde um eletrodo positivo de dióxido de chumbo e outro um eletrodo negativo de chumbo esponjoso, separados por um material microporoso e imerso em uma solução de ácido sulfúrico [1].

Na Tabela 2.1 são apresentados alguns valores para este tipo de baterias.

**Tabela 2.1 - Características da bateria de Chumbo-Ácido [1].**

<b>Caraterísticas da Bateria</b>	<b>Valores Normais</b>
Densidade de Energia ( $Wh/kg$ )	20 - 35
Densidade de Potência ( $W/kg$ )	25
Rendimento (%)	70 - 80
Capacidade Cíclica (n.º ciclos)	200 - 2000
Vida útil (anos)	12 - 20

Esta tecnologia é mais barata e mais madura, bastante usada em habitações para autoconsumo com armazenamento. Necessitam de manutenção periodicamente. Tem uma taxa de auto descarga de 2% a 5% ao mês [3].



Este tipo de tecnologia pode ser usada no armazenamento de energia em habitações com painéis FV.

### Baterias de Níquel-Cadmio (*NiCd*)

A constituição deste tipo de baterias assenta em um eletrodo positivo de hidróxido de níquel e um eletrodo negativo de hidróxido de cádmio, tendo como separador em eletrólito alcalino [1].

Competem com as baterias de chumbo-ácido a nível de maturidade e popularidade [1]. São robustas, podem ser hermeticamente seladas e são estáveis a baixas temperaturas.

Na Tabela 2.2 são apresentados alguns valores para este tipo de baterias.

**Tabela 2.2 - Características das baterias *NiCd* [1], [35], [36].**

Caraterísticas da Bateria	Valores Normais
Densidade de Energia ( <i>Wh/kg</i> )	45 - 80
Densidade de Potência ( <i>W/kg</i> )	140 - 180
Rendimento (%)	72 - 78
Capacidade Cíclica (n.º ciclos)	3000
Vida útil (anos)	10 - 15

Esta tecnologia pode ser usada como tecnologia de armazenamento para sistemas FV [34].

Têm diversas vantagens em relação às baterias de chumbo-ácido, nomeadamente custos de manutenção baixos e um carregamento rápido. A capacidade cíclica, densidade energética e tempo de vida útil são maiores que as baterias de chumbo-ácido [1].

A sua taxa de auto descarga é de 5% a 20% ao mês [35].

### Baterias de Níquel-Metal Hidreto (*Ni-MH*)

A constituição deste tipo de baterias é idêntica às baterias de *NiCd*. O eletrodo positivo usa hidróxido de níquel e no eletrodo negativo usa um tipo de hidróxido de cádmio [36].

As baterias de *Ni-MH* têm diversas vantagens relativamente às baterias de *NiCd*, que se destacam as seguintes [37]:

- Maior ciclo de vida;
- Menor efeito de memória;
- Maior densidade energética;
- Não necessitam de manutenção;
- São mais utilizadas relativamente as baterias de *NiCd*.

Estas baterias são usadas em sistemas FV, veículos elétricos e veículos híbridos [36].

Na Tabela 2.3 são apresentados alguns valores para este tipo de baterias.

**Tabela 2.3 - Características das baterias *Ni-MH* [37].**

<b>Caraterísticas da Bateria</b>	<b>Valores Normais</b>
Densidade de Energia ( <i>Wh/kg</i> )	60 - 80
Densidade de Potência ( <i>W/kg</i> )	220
Rendimento (%)	50 - 80
Capacidade Cíclica (n.º ciclos)	<3000
Vida útil (anos)	-

As desvantagens deste tipo de tecnologia são [36]:

- Têm uma grande taxa de auto descarga ao mês;
- Quando carregadas a uma alta taxa, o hidrogénio usado pode causar rutura das células.

#### **Baterias de Sódio-Enxofre (*NaS*)**

Este tipo de tecnologia tem na sua constituição enxofre fundido no eléctrodo positivo e sódio fundido no eléctrodo negativo, estando separados por um eletrólito sólido de um composto de alumínio (beta alumina) [1].

Durante o processo de descarga o eletrólito cede eletrões de sódio e estes fluem pelo circuito externo, produzindo aproximadamente 2 V. Durante o processo de carga dá-se o procedimento inverso [1].

Na Tabela 2.4 são apresentados alguns valores para este tipo de baterias.

**Tabela 2.4 - Características das baterias *NaS* [1].**

<b>Caraterísticas da Bateria</b>	<b>Valores Normais</b>
Densidade de Energia ( <i>Wh/kg</i> )	150 - 240
Densidade de Potência ( <i>W/kg</i> )	150 - 230
Rendimento (%)	70 - 90
Capacidade Cíclica (n.º ciclos)	2500 - 4500
Vida útil (anos)	12 - 20

Este tipo de bateria pode ser adotado como dispositivos de armazenamento de energia em  $\mu$ G devido à sua maior densidade energética e uma longa capacidade cíclica.

Como desvantagens, têm uma temperatura de funcionamento elevada e têm de ter medidas de segurança altas devido à natureza corrosiva do sódio [1]. A percentagem de auto descarga deste tipo de tecnologia é de 1% ao mês [35].

#### **Baterias de Iões de Lítio (*Li-on*)**

Este tipo de baterias tem na sua constituição um eletrodo positivo com óxido de lítio metálico, e no eletrodo negativo é feito de carbono poroso e um eletrólito feito de uma solução aquosa de lítio [1].

No processo de carga, os eletrões de lítio presentes no eletrodo positivo migram através do eletrólito para o eletrodo negativo e depositam-se entre as camadas de carbono [1].

Durante o processo de descarga acontece o processo inverso [1].

Este tipo de bateria pode ser usado como dispositivo de armazenamento de energia em  $\mu\text{G}$  com uma boa eficiência. Podem ser usadas na indústria, nos carros elétricos e são uma tecnologia recente [1].

A taxa de auto descarga para este tipo de tecnologia é de 1% ao mês [35].

Na Tabela 2.5 são apresentados alguns valores para este tipo de baterias.

**Tabela 2.5 - Caraterísticas das baterias de Iões de Lítio [1].**

<b>Caraterísticas da Bateria</b>	<b>Valores Normais</b>
Densidade de Energia ( $\text{Wh/kg}$ )	350 - 600
Densidade de Potência ( $\text{W/kg}$ )	150 - 230
Rendimento (%)	75 - 90
Capacidade Cíclica (n.º ciclos)	2500 - 4500
Vida útil	12 - 20

O tempo de vida útil desta tecnologia não é influenciado pelos ciclos de carga e descarga e têm alta densidade energética.

Na presente dissertação será usado este tipo de baterias para serem colocadas como dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição BT a ser estudada.

A seguir são apresentados outros tipos de armazenamento de energia.

#### **2.7.2 Armazenamento de energia em Supercondutores Magnéticos (SMAS)**

Neste tipo de tecnologia, a energia é armazenada num campo magnético criado por um fluxo de corrente contínua (CC) numa bobina supercondutora [37].

A principal vantagem desta tecnologia reside no facto do atraso ser bastante curto durante o processo de carga ou descarga, sendo a potência disponibilizada quase instantaneamente [38]. Têm uma grande capacidade de armazenamento.

O funcionamento do sistema é de curta duração devido à necessidade de ser refrigerado. O seu preço é elevado devido ao custo dos fios supercondutores [37].

Pode ser importante como armazenamento de energia em redes de energia e unidades domésticas de armazenamento de energia, UPS, estabilização de frequência e melhoria do fator de potência, promovendo assim, qualidade de energia [37]. É um sistema flexível que pode fornecer potência ativa ou reativa.

### 2.7.3 Armazenamento em Super Condensadores

Este tipo de tecnologia pode ter também o nome de Condensador de Dupla Camada. O armazenamento de energia é feito em duas séries de condensadores de dupla camada elétrica que se forma entre cada um dos elétrodos em que os iões eletrolíticos separam as camadas [38].

A energia é armazenada diretamente e o seu tempo de a poder fornecer é muito curto. Cada célula pode armazenar 3 ou 4 Wh/kg a 2.5 V DC, e a sua capacidade varia entre 5 F e 2500 F [30]. Super condensadores com maior tensão (100 - 400 V) encontram-se em desenvolvimento [37].

Esta tecnologia, ao descarregar uma grande quantidade de energia num curto espaço de tempo, pode ser usada no controlo de subida de tensão e quedas de tensão nos locais onde existam unidades de  $\mu G$ .

Têm uma capacidade de auto descarga muito alta [36].

### 2.7.4 Sistema de armazenamento de energia *FlyWheels (FESS)*

O armazenamento de energia neste tipo de tecnologia é obtido através da energia cinética de rotação. A eletricidade é gerada ao mover um rotor a uma alta velocidade, promovendo um impulso de energia num curto espaço de tempo, entre 10 - 30 s [37].

É uma tecnologia amiga do ambiente que pode ser usada com um número quase ilimitado de ciclos de carga. É usada como um sistema auxiliar e como regulador de frequência. Não é comum usar como armazenamento principal, pois no máximo pode prover energia para 15 minutos, dependendo da tecnologia utilizada [37].

As desvantagens deste tipo de tecnologia são: dificuldade de expansão de armazenamento, dimensão elevada, baixa densidade energética, grandes perdas em standby e capacidade de auto descarga muito elevada [37].

Existem outras tecnologias que se encontram em desenvolvimento e ainda não são muito utilizadas tais como: armazenamento de energia por ar comprimido (CAES), Bateria *Redox Flow* e armazenamento de energia através de *Fuel Cells* [37].

### 2.7.5 Benefícios da introdução de dispositivos de armazenamento de energia

Os benefícios da integração dos dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição são: poderem fazer a integração de renováveis na rede de distribuição BT, podem substituir a rede de distribuição enquanto são feitos melhoramentos na rede, permitem corrigir os picos de produção com o armazenamento de energia em horas onde a produção e o consumo não são síncronos fornecendo depois essa energia armazenada [37].

Este tipo de tecnologia pode ser empregue em clientes domésticos que além de produtores também são consumidores de energia elétrica, assim quando a produção for maior que o consumo local, os dispositivos vão armazenar esse excesso de energia. Este armazenamento de energia em horas de elevada produção FV permite fazer uma boa gestão técnica da rede de distribuição ao não permitir aumentar em demasiado os perfis de tensão e assim evitar ou minimizar os impactos na rede que foram descritos na secção 2.5 da presente dissertação.

A descarga destes dispositivos é efetuada para permitir cobrir uma percentagem de energia consumida quando a geração de energia for baixa ou mesmo nula e houver um consumo muito elevado. Isto ocorre principalmente ao final do dia entre as 18h e as 20h.

Assim a descarga pode fazer-se dentro deste horário, ou eventualmente ligeiramente mais cedo, dependendo dos perfis de tensão e da capacidade instalada de  $\mu G$  e pode prolongar-se para lá das 21h, se o dispositivo de armazenamento ainda estiver com energia para descarregar.

No Capítulo 4 da presente dissertação são descritas com mais rigor as estratégias que visam controlar a carga e descarga destes dispositivos.

### 2.7.6 Integração de dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição

Os dispositivos de armazenamento de energia promovem uma grande capacidade e flexibilidade de armazenamento e podem ser colocados em diferentes locais na rede, como por exemplo, serem integrados ao lado de unidades de  $\mu G$ , ou na subestação da rede AT, MT ou BT. Podem estar ligados em qualquer ponto da rede BT em casas ou edifícios [37].

Tanto os operadores da rede como os consumidores têm vantagens com a introdução de dispositivos de armazenamento.

Vantagens se colocados ao nível da rede [37]:

- Reduções de *peak shaving* - Permitem redução do pico nas redes BT e permite aos operadores da rede adiar o investimento no aumento da capacidade da rede;
- Reduz carga na rede BT - evita sobrecarga de potência nos dispositivos da rede, reduzindo as correntes máximas que fluem da rede de AT;
- Promove integração de Energias Renováveis na rede - controla flutuações de produção com origem FV na rede MT, retira os picos que podem aparecer devido à alta produção e baixo consumo;

- Promove o Controlo dos perfis de tensão - permite que exista um perfil de tensão dentro de determinados limites a fim de garantir a qualidade da tensão.

Vantagens se colocados ao nível dos consumidores [37]:

- Promove uma mudança de horário no auto consumo - permite obter energia nas horas em que não há geração, aumentando a independência em relação à rede BT;
- Permite alimentar cargas quando a geração é insuficiente;
- Absorve ou entrega potência para alimentar flutuações de eletricidade;
- Funciona como uma unidade ininterrupta de potência (*UPS*) - permite ter energia quando por um certo tempo quando houver falha de energia.

No âmbito da presente dissertação serão identificadas estratégias que permitam fazer a integração progressiva dos dispositivos de armazenamento de energia em clientes domésticos e verificar qual o benefício para a rede de distribuição BT tendo em conta os problemas de tensão que ocorrem devido à forte presença de unidades de  $\mu G$ .

### 2.7.7 Controlo dos perfis de tensão usando dispositivos de armazenamento de energia

Com o nível de penetração das unidades de  $\mu G$  a aumentarem, ocorre um problema ao nível dos perfis de tensão em alguns nós da rede de distribuição BT. Este problema torna-se notório em redes onde R tem predominância face a X. Isto ocorre em redes extensas.

Em ultimo caso, pode ser necessário reduzir ou parar a  $\mu G$  FV nas horas de maior produção e menor consumo. Este corte de produção ao nível do pequeno produtor tem consequências, como por exemplo, a perda de energia que não é produzida e assim não entregue à rede.

Conforme já explicitado na secção 2.5, o aumento dos perfis de tensão é bastante gravoso sendo necessário proceder ao controlo destes elevados perfis de tensão. Uma forma de controlo poderá ser com a introdução de dispositivos de armazenamento de energia, que irão fazer o armazenamento de uma percentagem da energia produzida e não consumida que depois irão descarregar essa energia ao final do dia.

A aquisição de dispositivos de armazenamento pode ser elevada inicialmente, mas se houver um controlo inteligente, este sistema pode beneficiar muitos utilizadores.

Uma estratégia de armazenamento descentralizado para residências com produção FV, é descrita em [38].

Esta estratégia tem como principal prioridade o carregamento das baterias nas horas de maior pico de geração, tendo um controlo local e executado a partir de uma potência especificada e assim reduzir os perfis de tensão nas horas de maior geração.

A Figura 2.13 apresenta a estratégia proposta pelo autor [38] versus uma estratégia convencional.

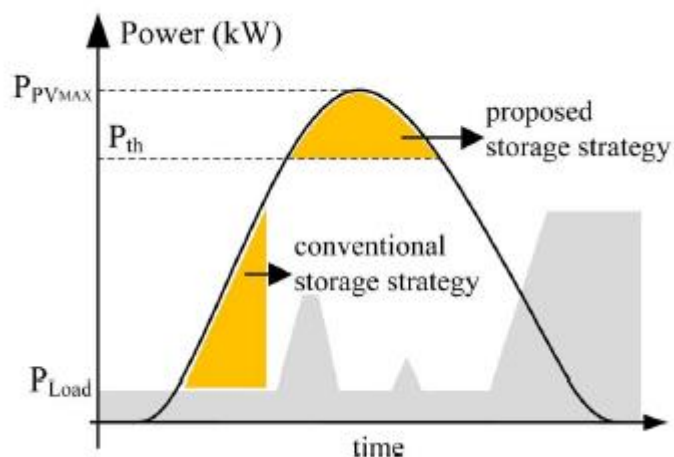


Figura 2.13 - Comparação da estratégia proposta vs estratégia convencional [38].

A simulação desta estratégia de armazenamento descentralizado, foi simulado num *feeder* residencial em BT com 23% de penetração solar, servindo-se para isso de medições de carga e geração de um ano [39].

Uma segunda estratégia é descrita em [39] e baseia-se no Controlo Distribuído e Descentralizado, incorporando armazenamento a baterias usando quatro metodologias e três arquiteturas de controlo diferentes que se passa a citar: Controlo Centralizado, Controlo Descentralizado e Controlo Distribuído. Uma quarta aproximação é possível através de um controlador simples implementado localmente que não faz uso de modelos ou previsões de carga ou geração.

Na Figura 2.14 é apresentado o modelo usado em [39].

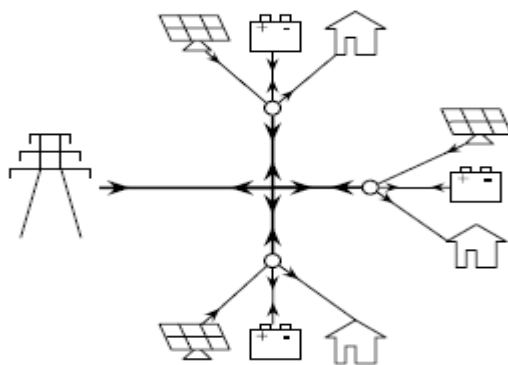


Figura 2.14 - Modelo usado como possível troca de potência, onde cargas residenciais consomem energia, FV fornecem energia e as baterias e a rede elétrica podem fornecer ou receber energia [39].

No âmbito da presente dissertação será verificado qual o benefício para a rede de distribuição BT tendo em conta os problemas existentes com a introdução massiva de  $\mu G$  da

integração progressiva de dispositivos de armazenamento de energia por parte de consumidores domésticos tendo em conta determinadas estratégias.

## 2.8 Sumário e Principais Conclusões

Neste capítulo foi apresentada uma breve descrição das redes elétricas existentes e o paradigma que ocorre devido à introdução de unidades de  $\mu G$ . Este paradigma ocorre devido ao aumento cada vez maior de consumidores terem instaladas unidades de  $\mu G$  nas redes de distribuição BT.

Deu-se a conhecer um pouco da legislação existente em Portugal em relação ao autoconsumo e condições de ligação das unidades à rede elétrica. Além de Portugal, deu-se também a conhecer algumas condições de ligação à rede elétrica de unidades de  $\mu G$  de alguns países de que se destacam a Alemanha, o Brasil e a Espanha.

Com o autoconsumo sem armazenamento de energia os consumidores podem produzir a sua própria energia consumida, entregando o excesso à rede de distribuição. Se tiverem unidades de armazenamento de energia, podem armazenar o excesso de energia não consumida nas horas de maior produção, vindo mais tarde a consumirem essa energia armazenada, quando a geração for nula.

Não existindo unidades de armazenamento de energia, o excesso de energia nas horas de maior exposição solar passa todo para a rede de distribuição BT, provocando impactos na rede de que se destaca o aumento do perfil de tensões, o mais gravoso. Assim na secção 2.5 foram enunciados além do aumento do perfil de tensões outros impactos que ocorrem, nomeadamente inversão do trânsito de potências e aumento dos congestionamentos nos ramos, etc.

A fim de minimizar estes impactos na rede, houve um desenvolvimento de redes inteligentes que foi abordado na secção 2.6, que se destacam inicialmente as MR, MMR e mais recentemente as *Smart grids* ou redes inteligentes de energia. Foi ainda dado o exemplo de dois projetos de *Smart Grids*: o Projeto *InovGrid* e o Projeto *SuSTAINABLE*.

A seguir, abordou-se na secção 2.7 algumas tecnologias existentes para armazenamento de energia sendo que algumas dessas tecnologias são mais utilizadas que outras. Verifica-se que as baterias mais usadas como dispositivos de armazenamento de energia são as de Chumbo-Ácido, e que têm a tecnologia mais madura. As baterias de íons de Lítio são melhores, têm mais capacidade e são de tecnologia mais recente. Este tipo de baterias foram as escolhidas para serem usadas como dispositivos de armazenamento de energia na presente dissertação.

Por fim são abordados os benefícios da instalação de dispositivos de armazenamento de energia, sua integração na rede de distribuição e como os mesmos podem controlar e fazer a gestão dos perfis de tensão principalmente nas horas de maior produção e menor consumo. São dados dois exemplos que recorreram ao uso do armazenamento de energia para controlo dos perfis de tensão.



No próximo capítulo será feita a modelização em *Matlab®/Simulink®* dos diversos componentes da rede (transformador MT/BT, Cabos BT, Cargas, unidades de  $\mu G$  e dispositivos de armazenamento).



## Capítulo 3

# Modelização da Rede de Distribuição de Baixa Tensão

### 3.1 Introdução

Com a introdução massiva de unidades de microgeração ( $\mu G$ ) na rede de distribuição de baixa tensão (BT), ocorrem alguns impactos na rede conforme já explicado no capítulo anterior. Assim torna-se necessária a construção de modelos que permitam simular as condições de operação da rede de distribuição e verificar onde esses impactos serão mais sentidos.

A rede que será alvo de modelização na presente dissertação é uma rede de distribuição desequilibrada. A distribuição é feita a quatro condutores (três condutores de fase e um de neutro). As cargas que se encontram na rede são cargas monofásicas, as unidades de  $\mu G$  são também monofásica e encontram-se nos mesmos nós que se encontram as cargas. Os dispositivos de armazenamento são também eles monofásicos e encontram-se nos mesmos nós das cargas e das unidades de  $\mu G$ .

Assim, apresenta-se neste capítulo uma descrição dos modelos que serão usados na simulação. Os componentes a serem modelizados são o transformador MT/BT, os cabos BT, as cargas, as unidades de  $\mu G$  e os dispositivos de armazenamento de energia.

A simulação é executada no ambiente *Matlab®/Simulink®*.

### 3.2 Ferramenta de Simulação

A ferramenta usada para a simulação da rede foi a ferramenta *Simulink*®, que se encontra integrada no programa *Matlab*®. Em particular foi utilizada a biblioteca “*SimPowerSystems*”, que se destina especificamente a estudos relacionados com sistemas elétricos de energia.

Este software é muito usado em engenharia para efetuar simulações, pois permite desenvolver algoritmos e efetuar a sua simulação. É uma ferramenta que usa blocos para simular situações.

Os valores que serviram de base na modelização da rede de distribuição BT encontram-se no Anexo A.1 da presente dissertação.

### 3.3 Modelização do Transformador MT/BT

O transformador MT/BT que figura no modelo é um transformador que efetua o abaixamento da tensão de 15 kV para 400 V. Tem uma potência aparente de 250 kVA, e a tensão do lado MT do transformador está sempre próxima de 1.05 p.u.

O lado MT do transformador é representado por um Modelo Equivalente de *Thévenin*.

O lado BT do transformado é representado por uma fonte de tensão trifásica equilibrada com neutro acessível e ligado à terra (configuração habitual de redes BT).

Na Figura 3.1 é apresentado o modelo em *Matlab*®/*Simulink*® do transformador.

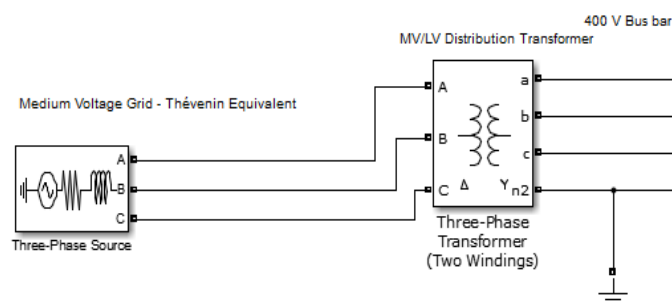


Figura 3.1 - Modelo em *Matlab*®/*Simulink*® do transformador MT/BT.

Na Figura 3.2. Esquerda são apresentados os parâmetros do bloco MT do Equivalente de *Thévenin*, e na figura 3.2 Direita são apresentados os parâmetros do transformador MT/BT.

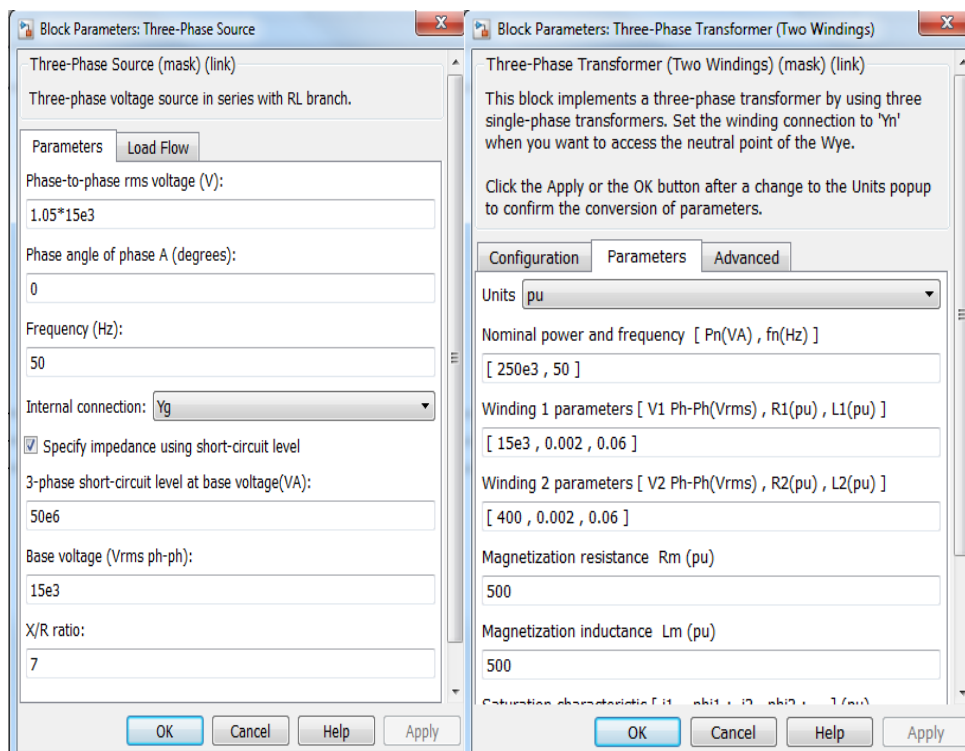


Figura 3.2 - Esquerda: Parâmetros do bloco do Equivalente de *Thévenin* do transformador MT/BT. Direita: Parâmetros do transformador MT/BT.

A configuração do enrolamento primário do transformador é em Triângulo e a configuração do enrolamento do secundário do transformador é em Estrela.

### 3.4 Modelização das linhas e cabos BT

Nos sistemas de distribuição, as linhas realizam um papel importante na medida que são responsáveis por fazerem o transporte da energia desde os locais de geração até aos locais de consumo.

Na modelização das linhas não foram considerados acoplamentos neutros (entre fases e entre estas e a terra). Assim foi considerado a impedância do condutor de fase igual à impedância do condutor do neutro, e o modelo usado para a modelização das linhas foi o modelo RL série.

A linha BT tem como principal característica a sua modelização ser por elementos passivos com parâmetros fixos. Estes parâmetros fixos são o parâmetro R e o parâmetro X. O elemento C da linha é desprezado devido a ter um valor muito baixo.

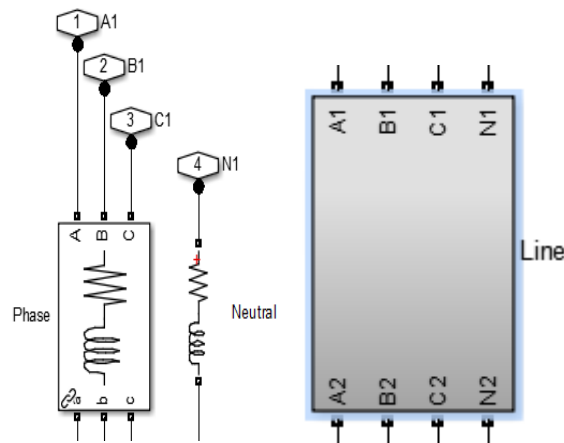
Como o *Matlab®/Simulink®* trabalha com a indutância (L) da linha (em *Henry*), procede-se da seguinte forma para o cálculo de L:

$$L = \frac{X}{2 \times \pi \times f} \quad (\text{H}) \quad (3.1)$$

Em que:

- $X$  representa a Reactância da linha ( $\Omega$ );
- $f$  representa a frequência (Hz).

A Figura 3.3 apresenta os modelos das linhas de distribuição.



**Figura 3.3 - Esquerda:** Representação da impedância dos condutores de fase e de neutro. **Direita:** Modelo *Matlab®/Simulink®* do bloco que representa a linha.

### 3.5 Modelização das cargas

A modelização das cargas adotada na presente dissertação (cargas monofásicas) foi baseada num modelo de potência constante. Para este modelo de potência constante são tidos como entradas a potência ativa e a potência reativa.

Uma vez que a utilização da biblioteca *SimPowerSystems®* do *Matlab®/Simulink®* produz medidas de tensão (grandezas fasoriais) referidas ao valor de pico, tem-se que o vetor de tensão fase-neutro (referido o valor eficaz) é dado pela equação 3.2.

$$V_{RMS} = \frac{V_{pico}}{\sqrt{2}} \quad (\text{V}) \quad (3.2)$$

Seguidamente obtém-se o fasor corrente (eficaz) absorvida a partir da equação 3.3.

$$\underline{I}_{carga} = \left( \frac{P + jQ}{V_{RMS}} \right)^* \quad (A) \quad (3.3)$$

Utilizando uma fonte de corrente controlada, é possível diminuir a corrente absorvida pela carga (em valor de pico):

$$\underline{I}_{carga\ pico} = \underline{I}_{carga} \times \sqrt{2} \quad (A) \quad (3.4)$$

Este valor de pico da corrente é colocado na entrada de uma fonte de corrente controlável, e absorve corrente da linha visto ser uma carga.

A Figura 3.4 representa o modelo externo em *Matlab®/Simulink®* da carga:

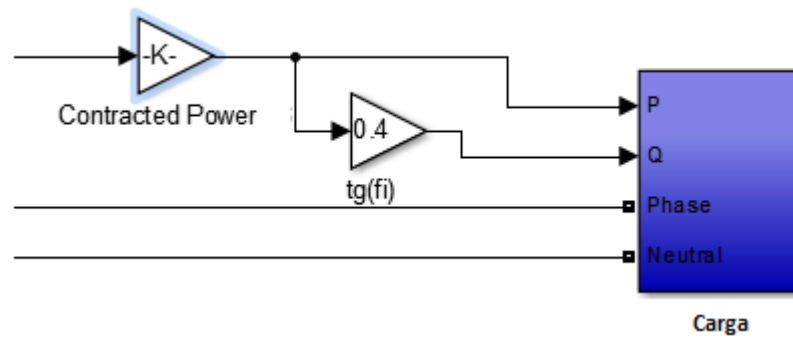


Figura 3.4 - Modelo externo em *Matlab®/Simulink®* da carga monofásica.

De acordo com a Figura 3.4, é colocado em *Contracted Power* o valor da potência contratada da carga e o valor da potência reativa da carga é calculado no bloco *tg(fi)*.

A variação da carga é obtida por variação dos valores definidos ao longo das 24h de um dia típico. Estes valores podem ser consultados no anexo A.1, que se encontra no final da presente dissertação.

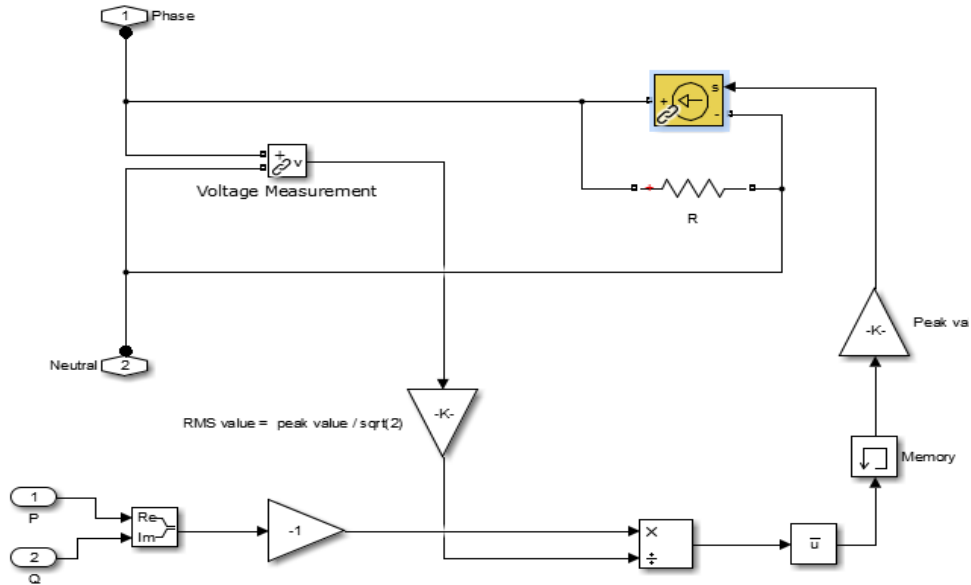


Figura 3.5 - Interior do Bloco representativo de uma carga monofásica em Matlab®/Simulink®.

A Figura 3.5 mostra o bloco representativo de uma carga monofásica. A resistência que se encontra em paralelo com a fonte de corrente controlável serve para aproximar da realidade a fonte de corrente, pois esta é uma fonte de corrente ideal. A resistência tem um valor muito elevado.

### 3.6 Modelização das unidades de µG

A modelização das unidades de µG é semelhante à modelização das cargas. Assim na modelização da unidade de µG monofásica é baseado num modelo de potência constante e são tidos como entradas a potência ativa e a potência reativa. As unidades de µG FV não geram potência reativa, assim o seu valor será zero.

Na modelização das unidades de µG foi utilizada a biblioteca “*SimPowerSystems®*” do Matlab®/Simulink®, que produz medidas de tensão (grandezas fasoriais) referidas ao valor de pico, assim tem-se que o vetor de tensão fase-neutro (referido o valor eficaz) é dado pela equação 3.5.

$$V_{RMS} = \frac{V_{pico}}{\sqrt{2}} \quad (V) \quad (3.5)$$

Seguidamente obtém-se o fasor corrente (eficaz) injetado a partir da equação 3.6.

$$\underline{I}_{microgeração} = \left( \frac{P + jQ}{V_{RMS}} \right)^* \quad (A) \quad (3.6)$$

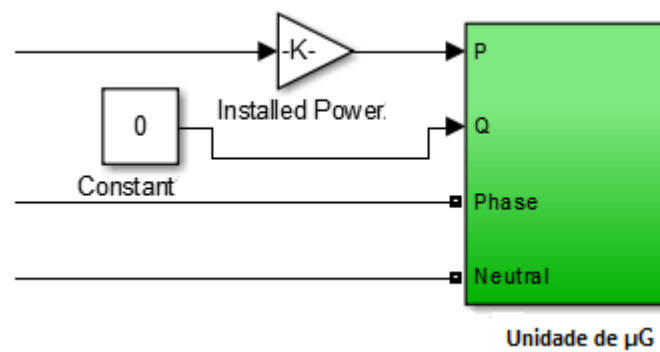


Na equação 3.6 o valor  $Q$  é nulo.

Utilizando uma fonte de corrente controlada, é possível diminuir a corrente injetada pela unidade de  $\mu G$  (em valor de pico) através da equação 3.7.

$$\underline{I}_{microgeraçãopico} = \underline{I}_{microgeração} \times \sqrt{2} \quad (A) \quad (3.7)$$

A Figura 3.6 representa o modelo externo em *Matlab®/Simulink®* de uma unidade de  $\mu G$ .



**Figura 3.6** - Modelo externo em *Matlab®/Simulink®* da unidade de  $\mu G$  monofásica.

O valor da potência ativa instalada é obtido por variação de valores definidos ao longo das 24h de um dia típico e sem nuvens. Estes valores podem ser consultados no anexo A.1 que se encontra no final da presente dissertação.

A Figura 3.7 representa o modelo do interior do bloco representativo de uma unidade de  $\mu G$ :

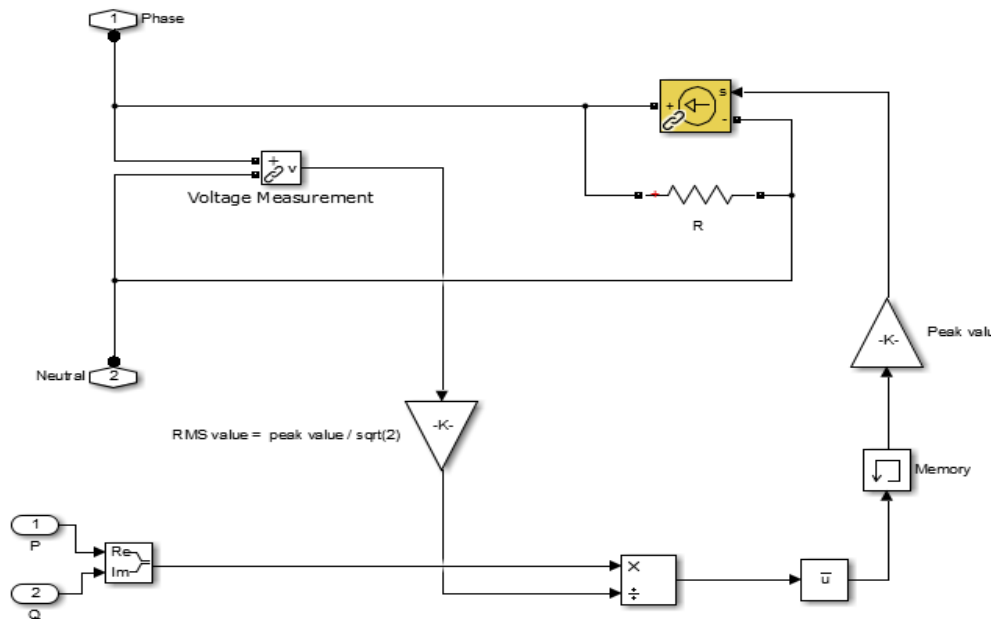


Figura 3.7 - Interior do Bloco representativo de uma unidade de  $\mu G$  monofásica em *Matlab®/Simulink®*.

Analisando a Figura 3.7, verifica-se que é muito semelhante ao modelo interno das cargas monofásicas (Figura 3.5). A diferença entre este modelo e o modelo das cargas é que nas cargas a corrente é absorvida da linha, e nas unidades de  $\mu G$  a corrente é injetada na linha. Neste modelo de unidade de  $\mu G$  encontra-se já incluído o Inversor.

### 3.7 Modelização dos dispositivos de armazenamento

Na presente dissertação os dispositivos de armazenamento têm um papel importante, na medida que irão proceder ao armazenamento de energia e descarga de energia obedecendo a umas determinadas estratégias que se encontram no capítulo seguinte.

Para efeitos de estudo utilizou-se o sinal positivo para o processo de carga das baterias e o sinal negativo para o processo de descarga das baterias.

Nesta secção serão modelizadas a carga e a descarga dos dispositivos de armazenamento de energia. Na secção 4.3 serão apresentadas as baterias escolhidas, respetivas potências e estratégias de controlo das mesmas.

#### 3.7.1 Modelização geral do processo de carga das baterias

No processo de carga das baterias, se a potência consumida for menor que a potência gerada, será armazenada uma percentagem desse excesso da potência produzida pelas unidades de  $\mu G$ . A percentagem que irá carregar depende da potência instalada na respetiva fase onde a bateria se encontra. Foi considerada uma eficiência global de 90% que inclui o rendimento do inversor mais o rendimento do processo de carga.

A energia acumulada ao longo do tempo é dada pelo integral em ordem ao tempo face à potência de carga da bateria. A seguir é apresentada a descrição da modelização adotada:

Se  $P_c < P_g$  - Carrega bateria

$$P_{cargabat} = (P_g - P_c) \times \varepsilon \times \eta_{carga} \quad (\text{kW}) \quad (3.6)$$

$$E_{acumuladabat} = \int_0^t P_{cargabat} \quad (\text{kWh}) \quad (3.7)$$

$$P_{min} \leq P_s \leq P_{Max}$$

$$0 \leq E_{acumuladabat} \leq E_{Max}$$

Onde:

- $P_{cargabat}$  - Potência de carga da bateria (kW);
- $P_g$  - Potência produzida ao longo do tempo (kW);
- $P_c$  - Potência consumida pela carga (kW);
- $P_{min}$  - Potência ativa mínima que as baterias podem armazenar ou descarregar (kW);
- $P_{Max}$  - Potência ativa máxima que as baterias podem armazenar ou descarregar (kW);
- $P_s$  - Potência da bateria (kW);
- $\varepsilon$  - Indica a percentagem do excedente de potência produzida face à carga que vai ser armazenada;
- $\eta$  - Rendimento global do processo de carga;
- $E_{acumuladabat}$  - Energia acumulada na bateria ao longo do tempo (kWh);
- $E_{Máx}$  - Energia máxima que a bateria pode armazenar (kWh).

A Figura 3.8 apresenta a modelização do processo de carga da bateria em *Matlab®/Simulink®*.

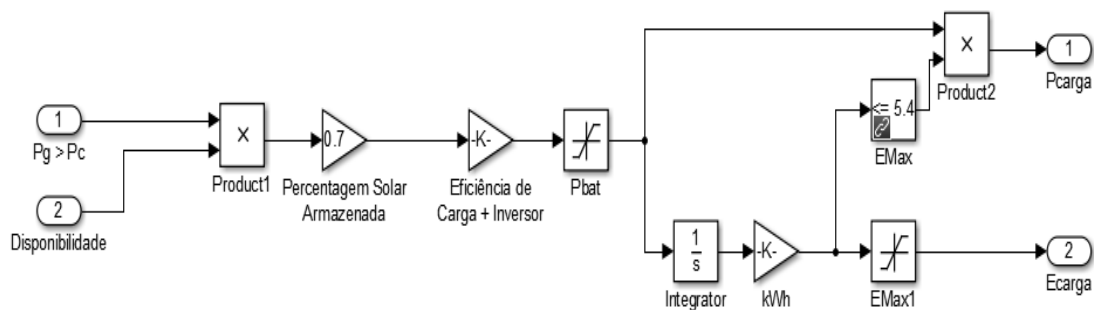


Figura 3.8 - Modelização em *Matlab®/Simulink®* do bloco interno do Processo de Carga da bateria.

O processo de carga das baterias tem sinal positivo e é controlado através de estratégias que se encontram descritas no capítulo 4.

### 3.7.2 Modelização geral do processo de carga das baterias com controlo de tensão

O controlo de tensão insere-se nas Smart Grids na medida da gestão inteligente da rede de distribuição. Para descrever este tipo de controlo de tensão ao nível das Smart Grids, o *MGCC* (controlador central) que se encontra no nível hierarquico mais elevado comunica com todos os nós da rede a todo o instante, e recebe os perfis de tensão que se encontram nas fases dos respetivos nós com unidades de  $\mu G$  e com cargas. Assim quando a rede atinge um determinado perfil de tensão o *MGCC* envia uma ordem ao controlador da bateria (nível hierarquico inferior) para iniciar o armazenamento. O controlador central (*MGCC*) pode-se situar no PT ou na subestação. A bateria armazena parte do excesso de energia produzida e não consumida, fazendo o perfil de tensão baixar nesse nó enquanto durar o processo de carga.

Se o perfil de tensão nessa fase desse determinado nó não chegar ao valor pré definido no controlo de tensão, o controlo local da bateria inicia o carregamento partir de uma hora pré definida.

No processo geral de carga das baterias com controlo de tensão, é verificado a todo o instante se o perfil de tensão na fase de um nó alcança 1.09 p.u. Assim que é atingido este valor é dado ordem para as baterias iniciarem o seu processo de carregamento. Se não chegar a ser atingido 1.09 p.u., as baterias iniciam o seu processo de carregamento a partir das 11h até atingirem a capacidade máxima da bateria ou então até que não se verifique a diferença  $(P_g - P_c) > 0$ .

Foi usado o valor de 1.09 p.u. para dar uma margem de segurança à rede, e para que o processo de carga não se iniciar muito próximo de 1.1 p.u.

Este controlo de tensão é aplicado no Cenário 2.

Na Figura 3.9 é apresentada a modelização do processo de carga com controlo de tensão em *Matlab®/Simulink®*.

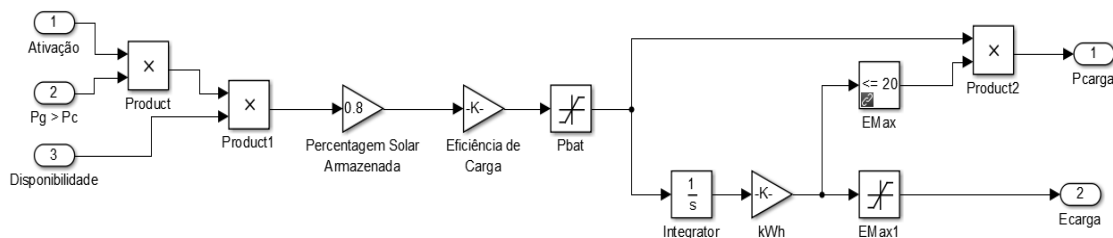
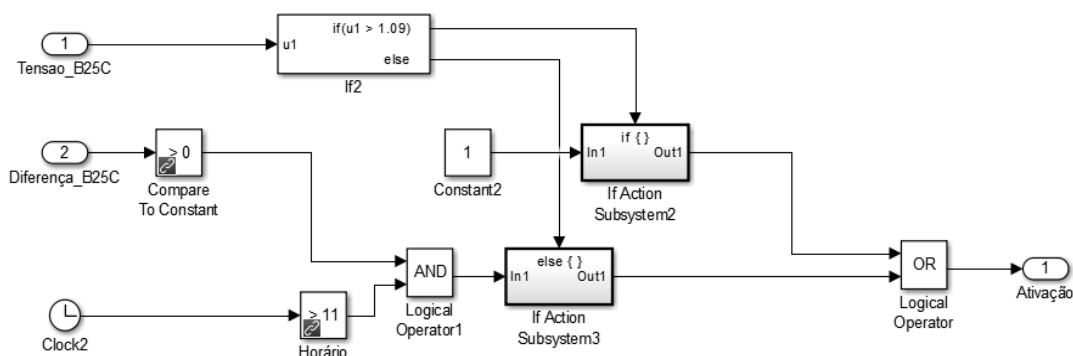


Figura 3.9 - Modelização em *Matlab®/Simulink®* do processo de carga com controlo de tensão.

Após a análise da Figura 3.9, verifica-se que é muito semelhante à Figura 3.8, só é acrescentada uma nova entrada no processo de carregamento que é a entrada **Ativação**, que

serve para ativar o carregamento. A estratégia adotada para o processo de carga com controlo de tensão encontra-se descrita no Capítulo 4.

Na Figura 3.10 é apresentado a modelização em *Matlab®/Simulink®* do processo de ativação do carregamento das baterias com controlo de tensão.



**Figura 3.10** - Controlo de ativação do carregamento das baterias em *Matlab®/Simulink®*.

Após a análise da Figura 3.10, verifica-se que na entrada (1) é medido o perfil de tensão. Se o perfil de tensão nesta fase atingir 1.09 p.u. é criado um valor lógico 1 que irá ativar o carregamento da bateria.

Caso não atinja 1.09 p.u., o outro controlo vai verificar a diferença ( $P_g - P_c$ ) > 0, quando esta diferença for verdadeira ele inicia o carregamento a partir das 11h. Assim nas horas de maior exposição solar é armazenada energia e assim ajudar no controlo e gestão da rede de distribuição com unidades de  $\mu G$  FV.

Assim este controlo é um controlo inteligente pois pode ser ativado localmente ou não, dependendo dos perfis de tensão.

Neste controlo, se o perfil de tensão estiver acima de 1.09 p.u. e a diferença ( $P_{gi} - P_{ci}$ ) > 0 for verdadeira, o controlo vai iniciar quando um deles for verdadeiro, podendo os dois ser verdadeiros.

### 3.7.3 Modelização geral do processo de descarga das baterias

No processo de descarga das baterias, se a potência consumida for maior que a potência gerada será ativada a descarga mas só a uma determinada hora. Foi considerado uma determinada percentagem para cobrir o consumo, e esta percentagem depende da potência contratada.

O processo de descarga das baterias tem sinal negativo e é controlado através de estratégias que se encontram descritas no capítulo 4.

Assim:

Se  $P_c > P_g$  - Descarrega a bateria

$$P_{descargabat} = (P_g - P_c) \times \alpha \times \frac{1}{\eta_{descarga}} \quad (\text{kW}) \quad (3.6)$$

$$E_{descarregabat} = \int_0^t P_{descargabat} \quad (\text{kWh}) \quad (3.7)$$

$$P_{min} \leq P_S \leq P_{Max}$$

$$0 \leq E_{descarregabat} \leq E_{Max}$$

Onde:

- $P_{descargabat}$  - Potência de descarga da bateria (kW);
- $P_g$  - Potência produzida ao longo do tempo (kW);
- $P_c$  - Potência consumida pela carga (kW);
- $P_{min}$  - Potência ativa mínima que as baterias podem armazenar ou descarregar (kW);
- $P_{Max}$  - Potência ativa máxima que as baterias podem armazenar ou descarregar (kW);
- $\alpha$  - Indica a percentagem do consumo que o processo de descarga da bateria irá cobrir;
- $\eta_{descarga}$  - Rendimento global do processo de descarga;
- $E_{descarregadabat}$  - Energia descarregada na bateria ao longo do tempo (kWh);
- $E_{Max}$  - Energia máxima que a bateria pode armazenar (kWh).

Foi considerado um rendimento global no processo de descarga de 90%. Assim, para efetuar a descarga da bateria e tendo em conta o rendimento, é necessário descarregar uma maior potência para cobrir o consumo. Na Figura 3.11 é apresentada a modelização em *Matlab®/Simulink* do processo geral de descarga das baterias:

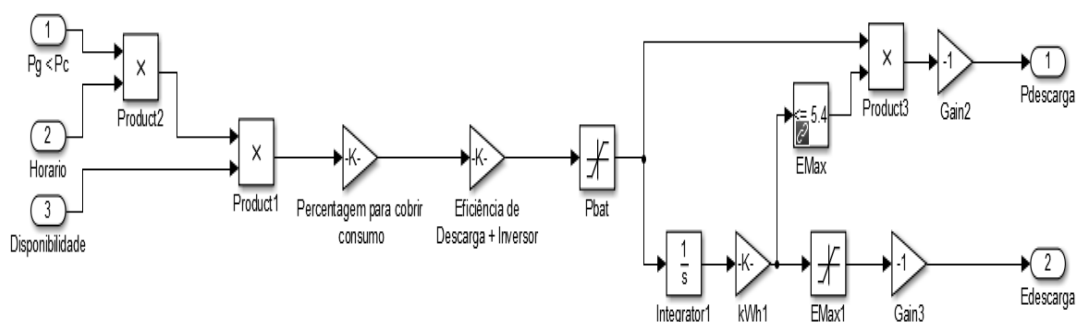


Figura 3.11 - Modelização em Matlab®/Simulink® do bloco interno do Processo de Descarga da bateria.

Analisando a Figura 3.11, verifica-se que o processo de descarga da bateria é muito semelhante ao processo de carga. As diferenças são, no bloco **Percentagem para cobrir consumo** é passado um valor negativo da percentagem pois a diferença aqui tem sempre um valor negativo. Assim a partir deste momento os valores passam a ser positivos, só voltam a trocar o sinal, antes de saírem para os resultados. A outra diferença é no bloco **Eficiência de Descarga + Inversor**, pois é necessário que entre uma maior potência para cobrir um determinado consumo devido ao rendimento associado. O bloco **Pbat** modeliza a potência máxima da bateria, que não pode ser ultrapassada.

Uma outra diferença é ser adicionada uma entrada **Horário**, pois a descarga deverá ser ativada a partir de uma determinada hora pré definida.

Os blocos **Gain 2** e **Gain 3** servem para passar os valores novamente para negativos, pois foi considerado para a descarga valores negativos.

### 3.8 Sumário e Principais Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os modelos gerais que estiveram na base da modelização da rede de distribuição BT.

Foram descritos e apresentados os modelos em *Matlab®/Simulink®* do transformador MT/BT, das linhas e cabos BT, das cargas, das unidades de  $\mu G$  e por fim dos dispositivos de armazenamento de energia (baterias).

Na descrição da modelização das baterias no processo de carga criaram-se duas estratégias, a primeira sem controlo de tensão e a segunda com controlo de tensão. Este controlo de tensão foi usado apenas no Cenário 2 devido aos níveis de potência instalada nesse cenário.

Assim, no capítulo seguinte serão apresentadas as estratégias que permitem avaliar a integração progressiva de dispositivos de armazenamento de energia e seu possível benefício do ponto de vista da rede após introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .





## Capítulo 4

# Estratégias de controlo dos dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição de Baixa Tensão

### 4.1 Introdução

Conforme já apresentado no capítulo 2 a introdução massiva de unidades de  $\mu G$  de origem FV provoca alguns impactos na rede de distribuição BT, sendo o aumento do perfil de tensões o mais gravoso.

Este efeito é potencialmente gravoso quando existe muita geração e baixo consumo, nomeadamente nas horas de maior exposição solar. Devido à reduzida simultaneidade entre produção e o consumo, nas horas de maior exposição solar há uma grande quantidade de energia que não é consumida e é injetada diretamente na rede de distribuição, fazendo aumentar os perfis de tensão.

A fim de minimizar esta quantidade de energia injetada que não é consumida serão apresentadas estratégias que permitam a operação e controlo de dispositivos de armazenamento de energia nas redes de distribuição BT.

Nas horas onde o consumo é alto e existe pouca ou nenhuma geração, pode ocorrer que os perfis de tensão se situem abaixo do limite inferior técnico de operação da rede de distribuição em algumas fases de alguns barramentos. Isto ocorre devido a haver um aumento de consumo principalmente entre as 19h e as 20h e a rede ser uma rede desequilibrada onde predomina o fator  $R \gg X$ .

No presente capítulo serão descritas duas estratégias que permitem integração e controlo dos dispositivos de armazenamento de energia em clientes domésticos com unidades de  $\mu G$  FV e verificar qual o benefício para a rede de distribuição BT a integração progressiva destes dispositivos de armazenamento tendo em conta os problemas existentes com a introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .

A primeira estratégia é posta em prática num cenário da rede de distribuição BT em que as unidades de  $\mu G$  têm potência ativa instalada com metade da potência contratada. Neste caso será avaliada a introdução progressiva de dispositivos de armazenamento de energia e verificar o benefício para a rede de distribuição e em clientes domésticos.

A segunda estratégia é posta em prática com a introdução de unidades de  $\mu G$  FV com potência ativa instalada igual à potência contratada, neste caso com 100% da potência total contratada na fase. Aqui terá de ser efetuado um controlo de tensão enquadrado no nível das *Smart Grids*, em que existe um controlador central (MGCC) que comunica com os controladores locais. Assim que os perfis de tensão alcancem um determinado valor predefinido o carregamento dos dispositivos de armazenamento são ativados por via do MGCC que se encontra no PT ou na subestação. Caso esse valor não seja alcançado, o controlador local dá ordem de carregamento aos dispositivos de armazenamento a partir de uma hora predefinida que permita armazenar o excesso de energia produzida nas horas de maior exposição solar, indo depois descarregar essa energia mais tarde. Será alvo de análise qual o benefício tanto para clientes domésticos como para a rede de distribuição BT com a introdução progressiva de dispositivos de armazenamento de energia junto das unidades de  $\mu G$  domésticas.

## 4.2 Integração dos dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição de Baixa Tensão

Os dispositivos de armazenamento de energia são integrados na rede no mesmo nó que se encontram as cargas e as unidades de  $\mu G$ .

A Figura 4.1 apresenta um nó típico doméstico com carga,  $\mu G$  e dispositivos de armazenamento de energia.

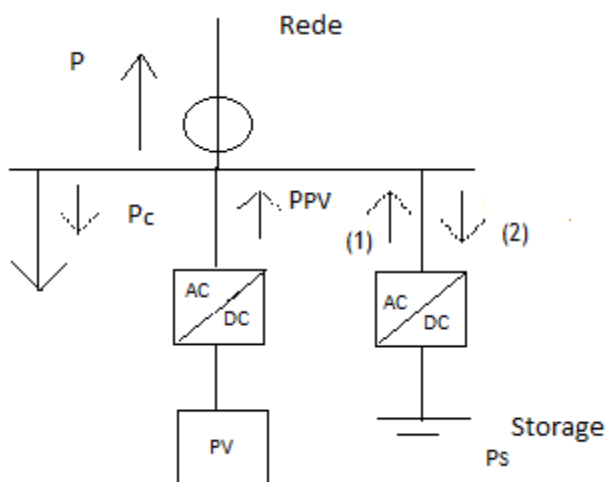


Figura 4.1 - Representação de um nó típico doméstico com baterias para armazenamento de energia.

Onde:

- $P$  - Potência ativa que passa para a rede de distribuição BT (kW);
- $P_c$  - Potência ativa consumida pela carga (kW);
- $P_{PV}$  - Potência ativa produzida pelos painéis solares (kW);
- $P_S$  - Potência ativa da bateria/Storage (kW);
- (1) - Potência ativa que passa da bateria para descarga (kW);
- (2) - Potência ativa que passa para a bateria para carga (kW);
- *Bloco Armazenamento* - Dispositivo de armazenamento de energia (baterias de íons de Lítio);
- *Bloco AC/DC* - Inversor.

O bloco AC/DC representa o inversor que faz a interligação entre armazenamento/consumo e consumo/armazenamento.

Assim a equação de saída da potência ativa para o nó é representada pela equação 4.1:

$$P = P_{PV} - P_S - P_C \quad (kW) \quad (4.1)$$

A equação 4.2 apresenta a potência que passa para os dispositivos de armazenamento:

$$P_S = P_{PV} - P - P_C \quad (kW) \quad (4.2)$$

Assim, o controlo geral dos dispositivos de armazenamento de energia pode ser definido pelas seguintes expressões (já definidas no capítulo anterior):

$$\text{Se } P_c < P_{PV} - \text{Carrega Storage}$$

$$\text{Se } P_c > P_{PV} - \text{Descarrega Storage}$$

$$P_{\min} \leq P_S \leq P_{\max}$$

$$0 \leq E_S \leq E_{\max}$$

Onde:

- $P_{\min}$  - Potência ativa mínima que as baterias podem armazenar ou descarregar (kW);
- $P_{\max}$  - Potência ativa máxima que as baterias podem armazenar ou descarregar (kW);
- $P_S$  - Potência ativa da bateria/storage (kW);
- $E_S$  - Energia da bateria/storage num dado instante de tempo (kWh);
- $E_{\max}$  - Energia máxima que a bateria pode armazenar (kWh).

### 4.3 Descrição dos dispositivos de armazenamento usados

Para a colocação das baterias na rede de distribuição BT, foi feita uma média do perfil de tensão em todos os nós e fases entre as 9h da manhã e as 16h. Foram escolhidas estas horas devido a serem horas onde a exposição solar começa a fazer-se sentir. Só foram tidos em conta as fases que tenham instaladas unidades de  $\mu G$ . Pode num mesmo nó haver uma fase com perfil de tensão superior, mas se a mesma não tiver nenhuma unidade de  $\mu G$ , essa fase não foi tida em conta para a média.

Assim verificou-se qual a fase que tinha maior média do perfil de tensão e iniciou-se por essa. Quando houver duas fases com a mesma média, foi escolhido de acordo com o ramo que inicialmente apresentou a maior média do perfil de tensão e assim sucessivamente até não haver mais nós para colocar baterias.

Os dispositivos de armazenamento escolhidos foram as baterias de íões de Lítio. Estas baterias são mais vantajosas pois têm um bom rendimento de carga/descarga, e um tempo de vida útil mais elevado.

Para o primeiro cenário a ser descrito, o tipo de baterias usadas foram as baterias **PIKO** do tipo **Fortelion**. Estas baterias têm uma energia que vai desde 3.6 kWh até 9.5 kWh. Para mais informações sobre este tipo de baterias, no Anexo A.2 da presente dissertação existe informação sobre potências, rendimentos, etc.

Para o segundo cenário foram usados os mesmos tipos de baterias do primeiro cenário, apenas se procedeu ao aumento da potência das baterias.

Para a presente dissertação e tendo em conta os dados técnicos disponíveis das baterias foram considerados o valor de zero para  $P_{Min}$  e para  $P_{Max}$  a potência nominal indicada pelo fabricante.

Considerou-se ainda que  $E_{Max}$  dos diferentes tipos de baterias será a energia usável correspondente a 90% do total da bateria, de acordo com o indicado pelos fabricantes.

Não foram tidos em conta as variações de carga e descarga devido a temperatura ou outros parâmetros que não os indicados anteriormente.

### 4.4 Cenário 1 - Integração de dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição de Baixa Tensão com unidades de $\mu G$ de potência instalada com 50% da potência contratada

Neste primeiro cenário foi adotada uma estratégia inteligente para efetuar a carga e a descarga das baterias.

As baterias são integradas progressivamente na rede de distribuição BT iniciando em 25%, 50%, 75% e 100% da rede de distribuição.

O controlo a ser efetuado é um controlo local, por nó e por fase com unidades de  $\mu G$ .

A capacidade das baterias a seguir referenciadas utiliza 90% da capacidade total das mesmas, a fim de respeitar as indicações do fabricante.

As baterias aqui instaladas são todas da **PIKO**, do tipo **Fortelion** e iniciam o seu ciclo descarregadas.

#### 4.4.1 Ciclo de carga

Se a potência gerada numa unidade de  $\mu G$  numa determinada fase de um determinado nó subtraída à potência consumida nessa fase desse determinado nó for superior a zero ( $P_{gi} - P_{ci} > 0$ ) é iniciado o ciclo de carga da bateria. Será armazenada uma certa percentagem do excesso de energia produzida que não é consumida de acordo com a potência contratada conforme apresentado a seguir:

Se  $S_{ci}=3.45 \text{ kVA}$ :

- Bateria instalada tem potência de 1.84 kW;
- Capacidade de energia utilizável de 3.24 kWh;
- Armazena totalmente o excesso de energia produzida até atingir a capacidade da bateria ou quando não se verificar ( $P_{gi} - P_{ci} > 0$ ).

Se  $S_{ci}=6.9 \text{ kVA}$ :

- Bateria instalada tem potência de 2.45 kW;
- Capacidade de energia utilizável de 4.32 kWh;
- Armazena 80% do excesso de energia produzida até atingir a capacidade da bateria ou quando não se verificar ( $P_{gi} - P_{ci} > 0$ ).

Se  $S_{ci}=10.35 \text{ kVA}$ :

- Bateria instalada tem potência de 3.1 kW;
- Capacidade de energia utilizável de 5.4 kWh;
- Armazena 70% do excesso de energia produzida até atingir a capacidade da bateria ou quando não se verificar ( $P_{gi} - P_{ci} > 0$ ).

Foi considerada uma eficiência global de 90% que inclui o rendimento do processo de carga da bateria e o rendimento do inversor.

O processo de carregamento só termina quando a bateria atingir a capacidade máxima ou quando não se verificar ( $P_{gi} - P_{ci} > 0$ ).

#### 4.4.2 Ciclo de descarga

Se a potência gerada numa unidade de  $\mu G$  numa determinada fase de um determinado nó subtraída à potência consumida nessa fase desse determinado nó for inferior a zero ( $P_{gi} - P_{ci} < 0$ ) é iniciado o ciclo de descarga da bateria de acordo com a potência contratada nessa fase desse nó:

Se  $S_{ci}=3.45 \text{ kVA}$ :

- Bateria descarrega a sua energia para cobrir 60% do consumo;
- Inicia a descarga a partir das 18h.

Se  $S_{ci}=6.9 \text{ kVA}$ :

- Bateria descarrega a sua energia para cobrir 60% do consumo;
- Inicia a descarga a partir das 18h.

Se  $S_{ci}=10.35 \text{ kVA}$ :

- Bateria descarrega a sua energia para cobrir 30% do consumo;
- Inicia a descarga a partir das 17h logo que se verifique ( $P_{gi} - P_{ci} < 0$ ).

A descarga é efetuada enquanto ( $P_{gi} - P_{ci} < 0$ ) ou até descarregar totalmente a energia utilizável da bateria.

A Figura 4.2 apresenta o fluxograma para melhor compreensão da estratégia proposta.

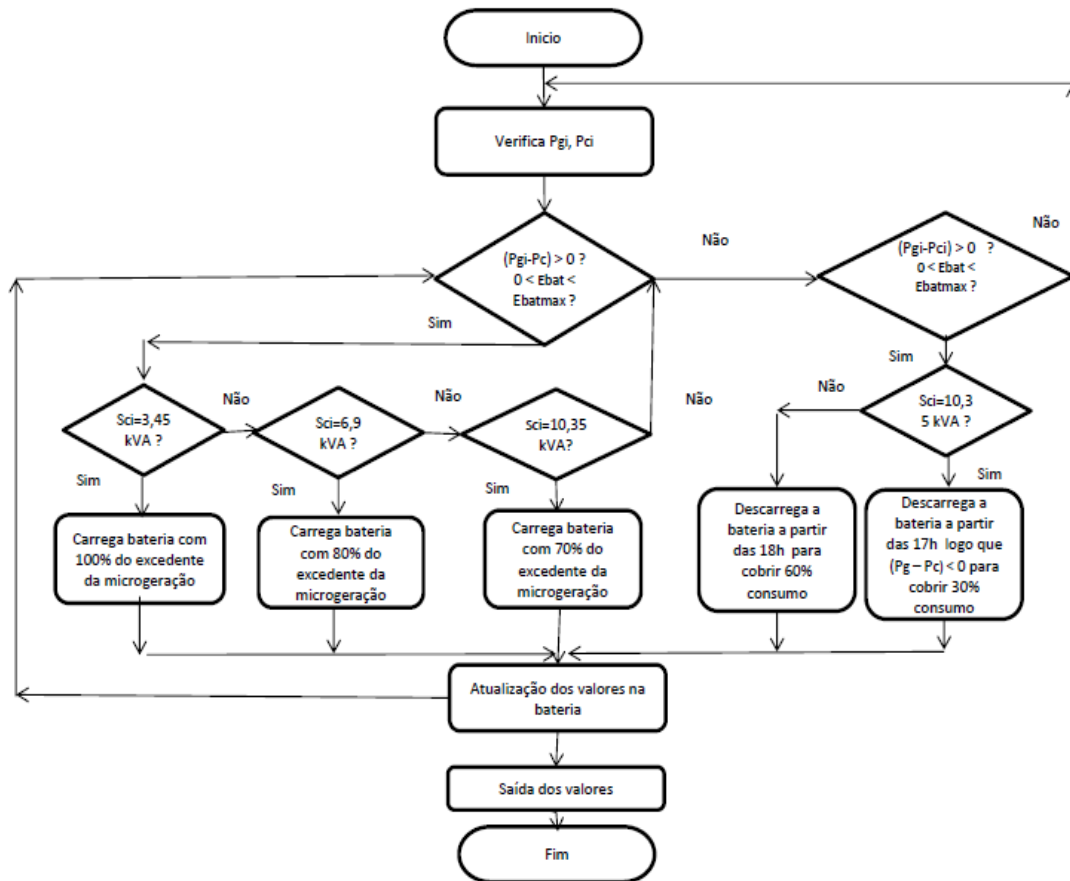


Figura 4.2 - Fluxograma da estratégia adotada no Cenário 1.

Onde:

- $P_{gi}$  - Potência gerada na fase i;
- $P_{ci}$  - Potência contratada na fase i;
- $S_{ci}$  - Potência contratada na fase I;
- $E_{bat}$  - Energia da bateria;
- $E_{batmax}$  - Energia máxima da bateria.

Analisando o fluxograma que se encontra na Figura 4.2, inicialmente é verificada a potência ativa gerada e a potência ativa consumida pela carga. Se a diferença entre a potência ativa gerada e a potência ativa consumida for superior a zero, é verificada qual a potência contratada na respetiva fase e de acordo com essa potência contratada os dispositivos de armazenamento de energia iniciam o respetivo processo de carga.

Se a diferença entre a potência ativa gerada e a potência ativa consumida for inferior a zero, é verificada qual a potência contratada na respetiva fase e de acordo com essa potência contratada os dispositivos de armazenamento de energia iniciam o respetivo processo de descarga. O valor da energia das baterias são sempre atualizados e não podem ficar negativos nem acima da energia máxima da bateria.



No final do ciclo horário é suposto as baterias terem descarregado totalmente a sua energia utilizável, para que possam iniciar um novo ciclo.

#### **4.5 Cenário 2 - Integração de dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição de Baixa Tensão com unidades de $\mu G$ de potência instalada com 100% da potência contratada**

Neste cenário aumentou-se a potência ativa instalada nas unidades de  $\mu G$  FV. O aumento passa por ter a potência ativa instalada igual à potência contratada por fase e por nó. Assim, em relação ao Cenário 1, as unidades de  $\mu G$  passam para o dobro da potência instalada, criando assim um aumento massivo de potência ativa instalada em toda a rede de distribuição BT.

Com base neste cenário de forte penetração FV foi criada uma estratégia inteligente com vista a avaliar o impacto progressivo de baterias nos utilizadores domésticos e verificar se é possível efetuar a gestão técnica da rede de distribuição após introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .

O controlo a ser efetuado é um controlo de tensão e/ou um controlo local que a seguir se passa a explicar.

A seguir é apresentada a estratégia criada para a fase de carga e para a fase de descarga.

##### **4.5.1 Ciclo de Carga**

Inicialmente é verificado pelo MGCC o perfil de tensão que se encontra numa determinada fase num determinado nó a cada instante. Se o perfil de tensão nessa fase desse nó chegar a 1.09 p.u., é dada ordem ao controlador da bateria para iniciar o processo de carga com uma determinada percentagem da diferença entre a geração e o consumo até carregar totalmente a bateria. Este controlo é um controlo inteligente de tensão e é executado a um nível hierárquico superior podendo este controlo se situar no PT ou na subestação conforme já explicado anteriormente.

Se o perfil de tensão não chegar a 1.09 p.u., há um controlo local que vai verificar quando  $(P_{gi} - P_{ci}) > 0$  e quando esta diferença for verdadeira a bateria inicia o seu ciclo de carga a partir das 11h da manhã, com uma determinada percentagem da diferença entre a geração e o consumo. Este controlo local da bateria só é ativado caso o controlo de tensão não atinja 1.09 p.u. Definiu-se o início às 11h devido à exposição solar começar a ficar mais intensa, permitindo assim nestas horas de maior exposição solar não desperdiçar para a rede BT parte dessa energia produzida.

Neste caso, como no caso anterior, as baterias têm diferentes capacidades e potências e iniciam o seu ciclo diário descarregadas.

A potência das baterias instaladas nos nós depende da potência contratada nessa fase desse nó, assim:

Se  $S_{ci}=3.45 \text{ kVA}$ :

- Bateria instalada tem potência de  $2.45 \text{ kW}$ ;
- Capacidade de energia utilizável de  $4.32 \text{ kWh}$ ;
- Armazena 50% excesso de energia produzida até atingir a capacidade da bateria ou quando não se verificar  $(P_{gi} - P_{ci}) > 0$ .

Se  $S_{ci}=6.9 \text{ kVA}$ :

- Bateria instalada tem potência de  $3.1 \text{ kW}$ ;
- Capacidade de energia utilizável de  $5.4 \text{ kWh}$ ;
- Armazena 60% do excesso de energia produzida até atingir a capacidade da bateria ou  $(P_{gi} - P_{ci}) > 0$ .

Se  $S_{ci}=10.35 \text{ kVA}$ :

- Bateria instalada tem potência de  $3.7 \text{ kW}$ ;
- Capacidade de energia utilizável de  $6.48 \text{ kWh}$ ;
- Armazena 70% do excesso de energia produzida até atingir a capacidade da bateria ou  $(P_{gi} - P_{ci}) > 0$ .

#### 4.5.2 Ciclo de descarga

O ciclo de descarga é igual ao ciclo de descarga do Cenário 1, apenas as percentagens de descarga é que diferem, assim sempre que a diferença entre a potência ativa gerada e a potência ativa consumida for menor que zero, a bateria começa o seu ciclo de descarga de acordo com a potência instalada das unidades de  $\mu G$ :

Se  $S_{ci}=3.45 \text{ kVA}$ :

- Bateria descarrega a sua energia para cobrir 70% do consumo;
- Inicia a descarga a partir das 18h.

Se  $S_{ci}=6.9 \text{ kVA}$ :

- Bateria descarrega a sua energia para cobrir 60% do consumo;
- Inicia a descarga a partir das 18h.

Se  $S_{ci}=10.35 \text{ kVA}$ :

- Bateria descarrega a sua energia para cobrir 40% do consumo;
- Inicia a descarga a partir das 17h e quando se verifica  $(P_{gi} - P_{ci}) < 0$ .

A descarga é efetuada até descarregar totalmente a energia utilizável.

A Figura 4.3 apresenta o fluxograma para melhor compreensão da estratégia proposta.

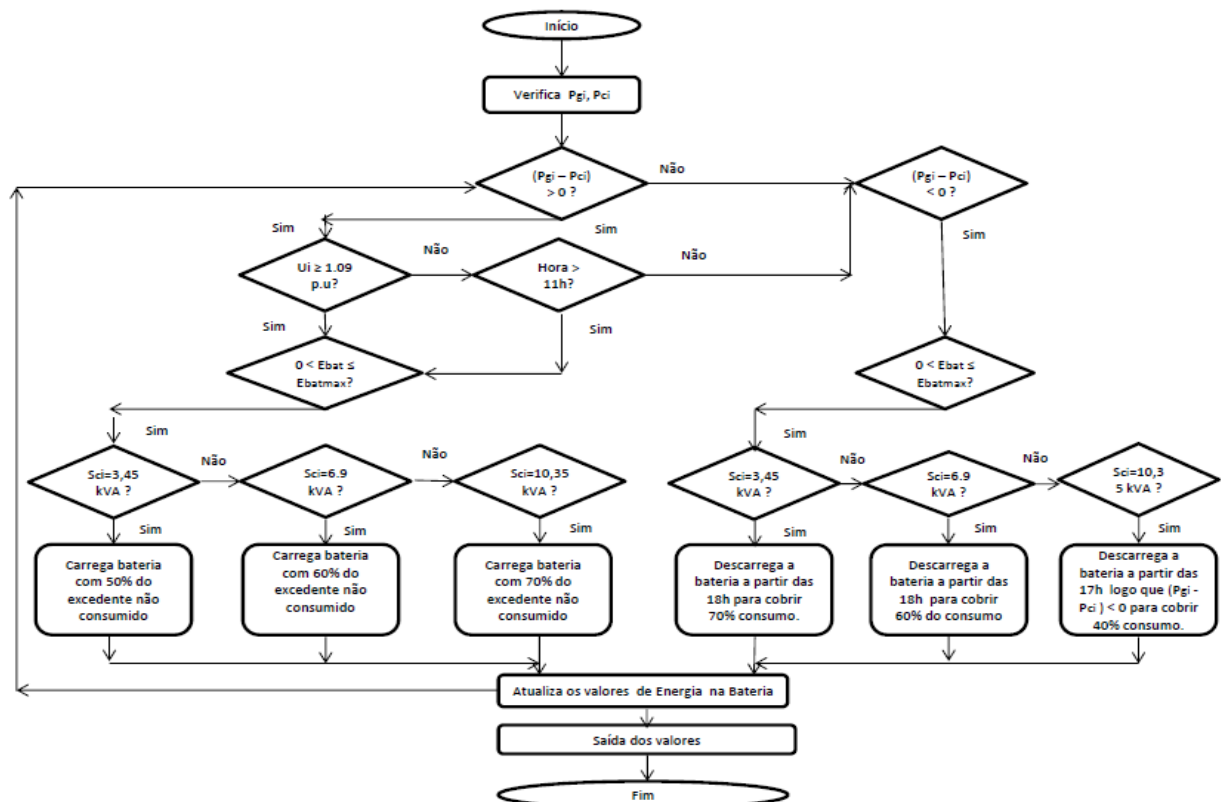


Figura 4.3 - Fluxograma da estratégia adotada no Cenário 2.

Onde:

- $P_{gi}$  - Potência gerada na fase i;
- $P_{ci}$  - Potência contratada na fase i;
- $S_{ci}$  - Potência contratada na fase i;
- $E_{bat}$  - Energia da bateria;
- $E_{batmax}$  - Energia máxima da bateria;
- $U_i$  - Tensão em p.u. na fase i.

No final do ciclo horário é suposto as baterias terem descarregado totalmente a sua energia utilizável, para que possam iniciar um novo ciclo descarregadas.

Assim é pretendido avaliar o impacto da integração progressiva de baterias em consumidores domésticos e verificar do ponto de vista da rede qual o benefício em relação aos perfis de tensão após a integração massiva de  $\mu G$ .

No capítulo 5 serão apresentados os resultados obtidos com estas estratégias.

## 4.6 Sumário e Principais Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as estratégias desenvolvidas para verificar o papel dos dispositivos de armazenamento de energia nas redes de distribuição em BT. Assim foram simulados dois cenários, um com potência ativa instalada nas unidades de  $\mu G$  com 50% da potência contratada por fase e por nó.

No segundo cenário, a potência ativa instalada nas unidades de  $\mu G$  é igual à potência contratada por fase e por nó levando a um aumento massivo de produção de origem FV.

Ambos os cenários pretendem avaliar o impacto da introdução progressiva de baterias na rede BT e verificar o seu benefício em relação aos perfis de tensão após introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .

Apresentou-se também as regras de carga e descarga das baterias para cada um dos cenários, incluindo as potências e capacidades das baterias utilizadas.

No capítulo seguinte será verificado se com estas estratégias adotadas existem benefícios tanto para os consumidores domésticos como para a rede de distribuição após introdução progressiva de baterias em redes com elevada penetração de unidades de  $\mu G$ .



## Capítulo 5

# Análise das Condições de Operação da Rede de Baixa Tensão

### 5.1 Introdução

No capítulo anterior foram definidas as estratégias com vista ao controlo dos dispositivos de armazenamento de energia instalados progressivamente em consumidores domésticos.

Assim, os objetivos são avaliar o impacto resultante de alguns consumidores domésticos instalarem progressivamente baterias na rede, e avaliar qual o benefício do ponto de vista da rede devido aos problemas que ocorrem após a introdução massiva de unidades de  $\mu G$  com as propostas descritas no capítulo 4.

Neste capítulo é apresentada a rede em estudo incluindo as suas características, inicialmente é feita uma comparação entre a operação da rede em estudo sem dispositivos de armazenamento e após a colocação de dispositivos de armazenamento de energia progressivamente nos clientes tanto para o cenário 1 como para o cenário 2.

## 5.2 Características da rede em estudo

A rede em estudo (Figura 5.1) é uma rede trifásica desequilibrada tendo na sua constituição: cargas, linhas de distribuição e unidades de  $\mu G$ . As cargas são monofásicas assim como as unidades de  $\mu G$ . Estas unidades encontram-se ligadas na fase que se encontra a carga.

A rede BT (rede trifásica com neutro) é alimentada a partir de um posto de transformação de 250 kVA. O posto de transformação é alimentado a partir de uma rede de MT de 15 kV. No lado da rede de MT encontra-se uma tensão sempre próxima de 1.05 p.u.

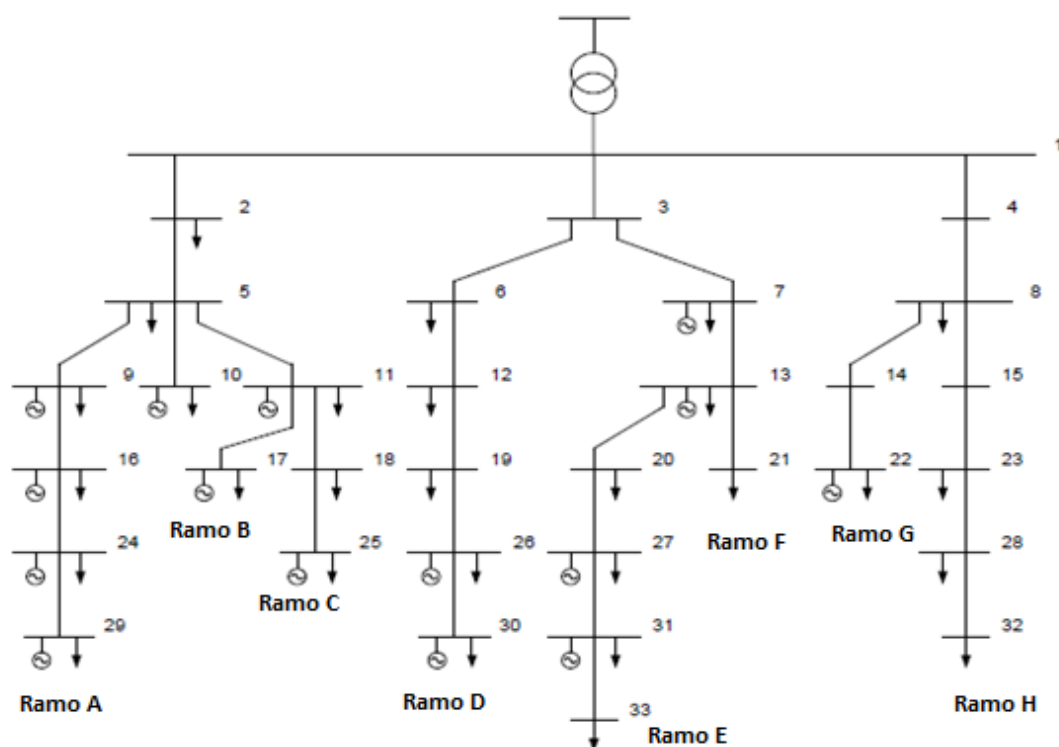


Figura 5.1 - Rede elétrica BT em estudo.

Do lado da rede MT considera-se que está representada por um equivalente de *Thévenin* com as seguintes características:

- $S_{cc}=50$  MVA;
- $X/R=7$

O transformador MT/BT apresenta as seguintes características:

- Dyn - 15/0.4 kV;
- $S=250$  kVA;
- $X_f=6$  %

Considera-se que a rede BT da Figura 5.1 alimenta uma zona residencial com um fator de simultaneidade de cargas de cerca de 0.5 e que cada carga apresenta  $\text{tg}(\varphi)=0.4$ .

As tabelas que contêm os dados relativos às potências das cargas contratadas assim como às potências relativas às unidades de  $\mu G$  encontram-se no final deste documento no Anexo A.1.

Na Figura 5.2 encontra-se o perfil típico diário para os valores da produção e do consumo diário em percentagem.

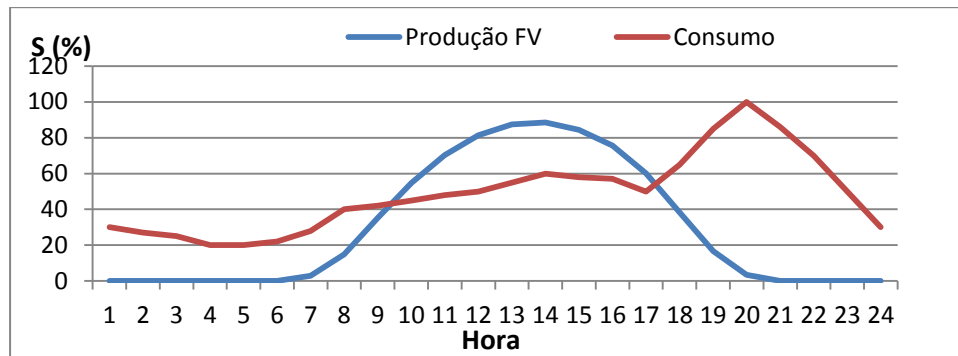


Figura 5.2 - Produção e consumo ao longo das 24h em percentagem de S máximo.

Do ponto de vista operacional, pretende-se que os perfis de tensão se situem entre  $[0.9;1.1]$  p.u, o que equivale a se situarem entre  $[207.85;254.03]$  V.

Os cenários em estudo são dois, o primeiro cenário tem unidades de  $\mu G$  com potência ativa instalada com 50% da potência contratada em cada nó. O segundo cenário tem unidades de  $\mu G$  com potência ativa instalada com 100% da potência contratada. Cada cenário é dividido em quatro casos com integração progressiva de baterias na rede de distribuição em estudo, começando em 25% de integração na rede até 100% de integração na rede.

Para melhor compreensão, a Tabela 5.1 apresenta os cenários e os casos em estudo:



Tabela 5.1 - Descrição dos cenários em estudo.

Cenários	Descrição dos Cenários	Casos	Integração de sistemas de armazenamento de energia na rede
<b>Cenário 1</b>	Rede com $\mu G$	Caso 1.a)	25% de integração
	com $P_i = 50\%$	Caso 1.b)	50% de integração
	$P_{\text{contratada}}$ em	Caso 1.c)	75% de integração
	cada nó	Caso 1.d)	100% de integração
<b>Cenário 2</b>	Rede com $\mu G$	Caso 2.a)	25% de integração
	com $P_i = 100\%$	Caso 2.b)	50% de integração
	$P_{\text{contratada}}$ em	Caso 2.c)	75% de integração
	cada nó	Caso 2.d)	100% de integração

Os valores da potência ativa instalada nas unidades de  $\mu G$  tanto para o cenário 1 como para o cenário 2 encontram-se no anexo A.1 na Tabela D e na Tabela E.

Na Tabela 5.2 encontra-se a descrição da potência instalada nas unidades de  $\mu G$ , potência e capacidade das baterias usadas no Cenário 1.

Na Tabela 5.3 encontra-se a descrição da potência instalada nas unidades de  $\mu G$ , potência e capacidade das baterias usadas no Cenário 2.

Tabela 5.2 - Potência instalada unidades de  $\mu G$ , potência e capacidade das baterias nas diversas fases para o Cenário 1.

$P_i$ [kW]	$P_{\text{bat}}$ [kW]	Cap. [kWh]
1.73	1.84	3.24
3.45	2.45	4.32
5.18	3.1	5.4

**Tabela 5.3** - Potência instalada unidades de  $\mu\text{G}$ , potência e capacidade das baterias nas diversas fases para o Cenário 2.

$P_i$ [kW]	$P_{\text{bat}}$ [kW]	Cap. [kWh]
3.45	2.45	4.32
6.9	3.1	5.4
10.35	3.7	6.48

Fazendo uma comparação entre a Tabela 5.2 e a Tabela 5.3, verifica-se um aumento da potência das baterias para o segundo cenário devido ao aumento da potência ativa instalada nas unidades de  $\mu\text{G}$  face ao cenário 1.

Os perfis de tensão que vão ser alvo de análise neste capítulo referem-se ao módulo do perfil de tensão.

### 5.3 Avaliação das condições de operação da rede no Cenário 1

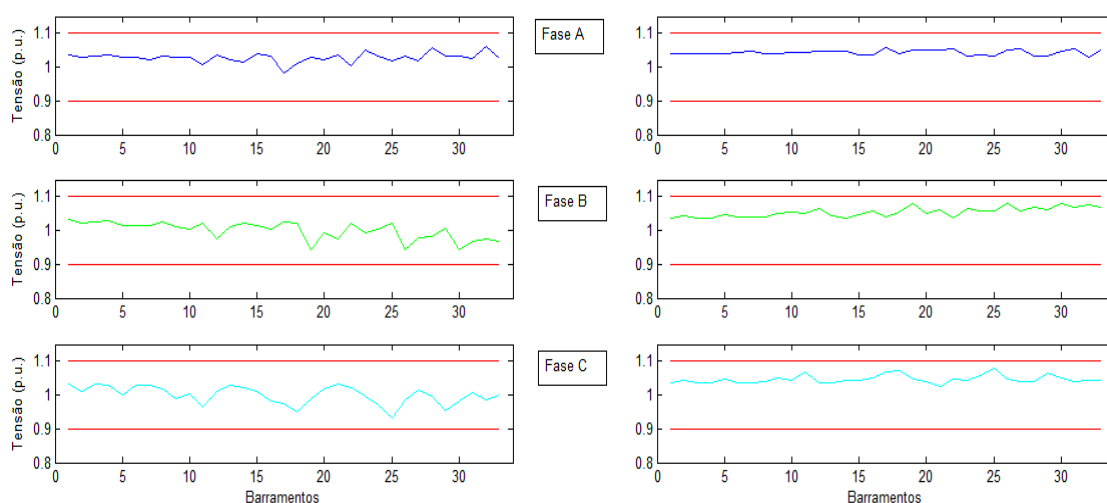
Tendo em consideração a rede em estudo e as condições de operação estabelecidas para o cenário 1, apresenta-se nesta secção as condições de operação da rede tendo em conta as estratégias anteriormente definidas.

De forma a definir condições de comparação dos resultados obtidos, começa-se por aferir as condições de operação da rede sem a presença de sistemas de armazenamento de energia.

#### 5.3.1 Operação da rede sem dispositivos de armazenamento de energia

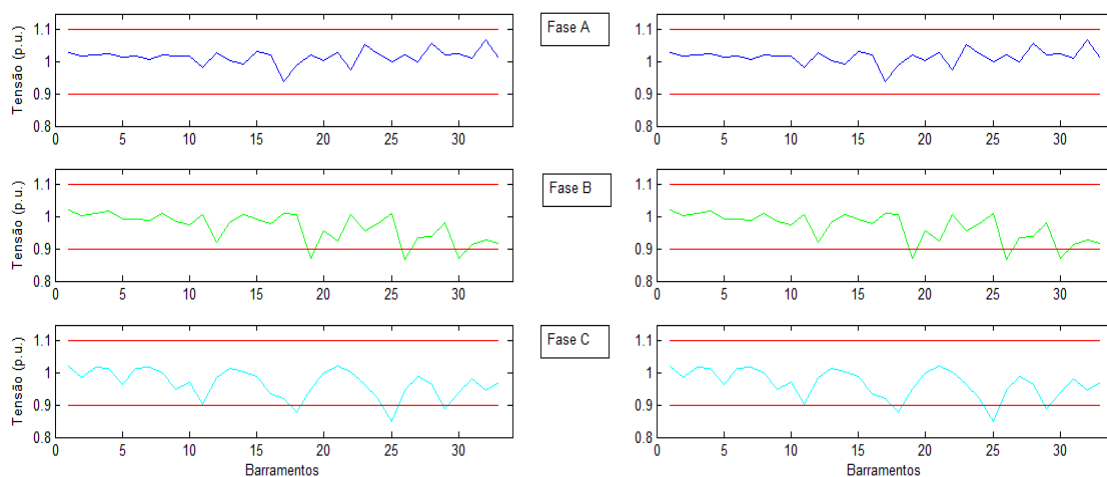
Nesta secção é avaliada a rede que se encontra na Figura 5.1 sem unidades de  $\mu\text{G}$  e após a introdução de unidades de  $\mu\text{G}$  com potência ativa instalada com metade da potência contratada. Assim será verificado o perfil de tensões na rede.

A análise é efetuada para todas as horas, mas é particularizada para a hora 12 devido a ser a hora de maior  $\mu\text{G}$  face ao consumo e para a hora 20 devido a ser a hora de maior consumo.



**Figura 5.3 - Esquerda:** Perfil de tensão na hora 12 sem unidades de  $\mu G$ . **Direita:** Perfil de tensão na hora 12 após introdução de unidades de  $\mu G$  com 50% da potência ativa instalada.

Após a análise da Figura 5.3, verifica-se que às 12h tanto sem introdução de unidades de  $\mu G$  como após a introdução de unidades de  $\mu G$ , a rede encontra-se a funcionar com o perfil de tensões dentro dos limites técnicos de operação da rede. Nota-se que na Figura 5.3 (Direita) os perfis de tensão aumentaram como seria de prever, mas não foram ultrapassados os limites técnicos estabelecidos para as condições de operação da rede.



**Figura 5.4 - Esquerda:** Perfil de tensão na hora 20 sem unidades de  $\mu G$ . **Direita:** Perfil de tensão na hora 20 após introdução de unidades de  $\mu G$  com 50% da potência ativa instalada.

A Figura 5.4 apresenta o valor do perfil de tensões na hora 20 sem  $\mu G$  e com  $\mu G$ , assim verificam-se que os perfis são praticamente iguais. Isto ocorre porque na hora 20 quase não há produção de origem renovável.

Verifica-se também que há bastantes fases com o perfil de tensões fora dos limites no nível inferior, isto ocorre devido a haver um maior consumo e devido ao problema das redes

serem bastante resistivas e extensas. Verifica-se que as fases onde os perfis de tensão se encontram abaixo dos limites são as fases que se encontram nos nós mais afastados do PT.

Na Tabela 5.4 são mostrados os nós que se situam abaixo do limite inferior de operação da rede para a hora 20. Ao final do dia houve várias violações do limite inferior de operação da rede, mas aqui será apenas apresentado para a hora 20 devido a ser uma hora de maior consumo e praticamente nenhuma geração.

**Tabela 5.4** - Nós e respectivas fases que se situam com perfil de tensão abaixo de 0.9 p.u na hora 20.

Nós	Fase	Tensão hora 20 (p.u.)
18	C	0.88
19	B	0.87
25	C	0.85
26	B	0.87
29	C	0.89
30	B	0.87

### 5.3.2 Operação da rede com inclusão dos dispositivos de armazenamento de energia

A rede de distribuição em estudo tem 28 nós com cargas instaladas, assim foram colocadas progressivamente baterias de 7 em 7 nós. A escolha teve por base a média dos perfis de tensão entre as 9h e as 16h nas fases que têm instaladas unidades de  $\mu G$ . Caso existam perfis de tensão iguais foi dada prioridade de colocação das baterias no ramo que tivesse o perfil de tensão mais elevado e assim sucessivamente. Neste caso as baterias foram introduzidas nos barramentos junto as unidades de  $\mu G$ , tendo em conta a estratégia descrita em 4.4.

Considerou-se positiva a carga das baterias e negativa a descarga das baterias.

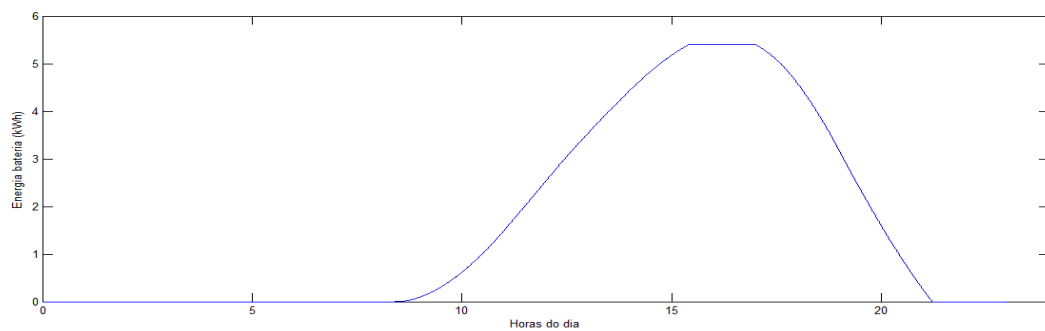
#### Caso 1.a) Presença de baterias em 25% das instalações

Para o cenário em que se considera a presença de baterias em 25% das instalações da rede, a Tabela 5.5 identifica os nós e fases específicos onde foi considerada a integração destes elementos.

**Tabela 5.5** - Baterias introduzidas nos nós e fases em 25% das instalações.

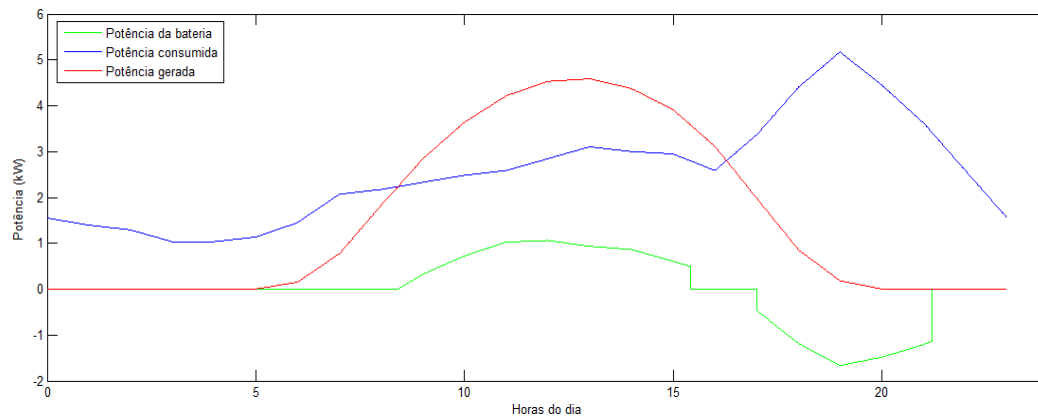
Nós	Fase
11	A,C
18	B,C
19	A,B
25	B,C
26	B
29	A,B,C
32	B,C

A Figura 5.5 apresenta o fluxo de energia na bateria ao longo do dia aplicada ao nó 25 da fase C. Neste caso a bateria tem energia de 5.4 kWh.

**Figura 5.5** - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia.

O carregamento da bateria é iniciado a partir da diferença positiva entre a geração e o consumo que ocorre por volta das 9h00, sendo que a descarga ocorre depois das 17h e logo que se verifique  $(P_{gi} - P_{ci}) < 0$  até descarregar a bateria perto das 21h, conforme a Figura 5.5 apresenta.

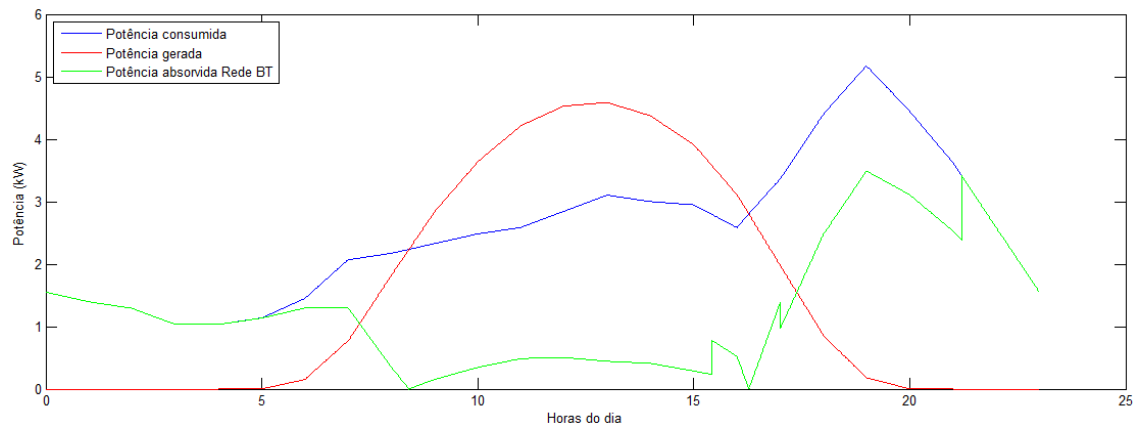
A Figura 5.6 apresenta a comparação entre a potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 25 na fase C.



**Figura 5.6** - Comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 25 na fase C ao longo das 24h.

Após a análise da Figura 5.6 verifica-se o correto funcionamento do sistema, conforme a estratégia definida no capítulo 4. Assim logo que  $(P_{gi} - P_{ci}) > 0$ , a bateria começa a armazenar 70% do excesso de energia não consumida conforme é apresentado na Figura 5.5 e verificado na Figura 5.6. A descarga ocorre depois das 17h e logo que  $(P_{gi} - P_{ci}) < 0$ . Isto mostra o correto funcionamento da estratégia aplicada. Assim todos os nós encontram-se dentro dos limites de operação e a bateria está a fazer o seu papel na carga e na descarga, permitindo fazer a gestão técnica do sistema. Do ponto de vista dos clientes domésticos, permite baixar a fatura energética pois a energia que é armazenada nas horas de maior geração é descarregada ao final do dia para cobrir 30% do consumo.

A Figura 5.7 apresenta a comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida no nó 25 na fase C.



**Figura 5.7** - Comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida na rede no nó 25 na fase C.

A Tabela 5.6 apresenta os fluxos de potência na bateria nas horas de maior produção de energia.

**Tabela 5.6** - Fluxo de potência na bateria nas horas de maior produção de energia.

Horas	Potência (kW)
12	1.06
13	0.93
14	0.87
15	0.61

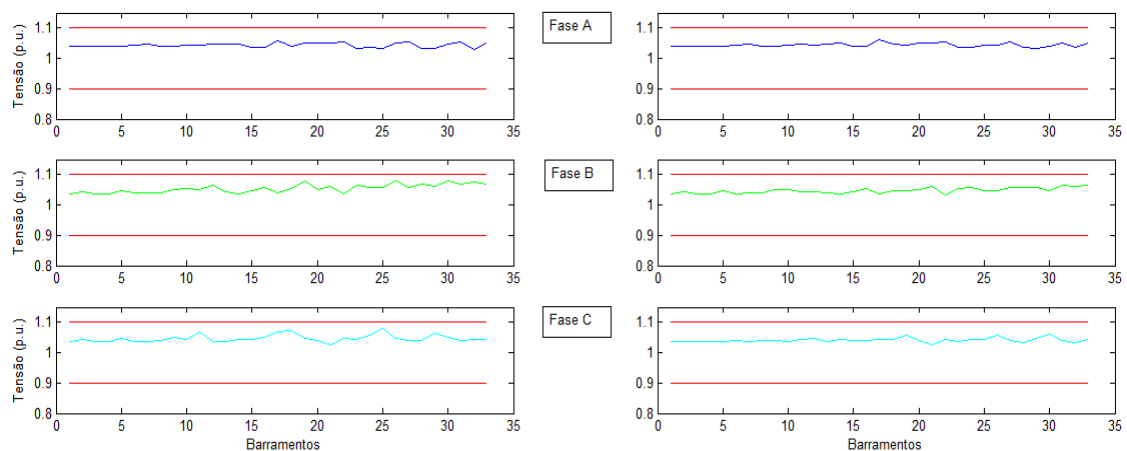
A Tabela 5.7 apresenta os fluxos de potência na bateria para as horas de maior consumo e pouca ou nenhuma geração.

**Tabela 5.7** - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior consumo.

Horas	Potência (kW)
18	1.18
19	1.66
20	1.48
21	1.20

Após a análise da Tabela 5.6 e da Tabela 5.7, verifica-se o correto funcionamento da bateria para a respectiva fase.

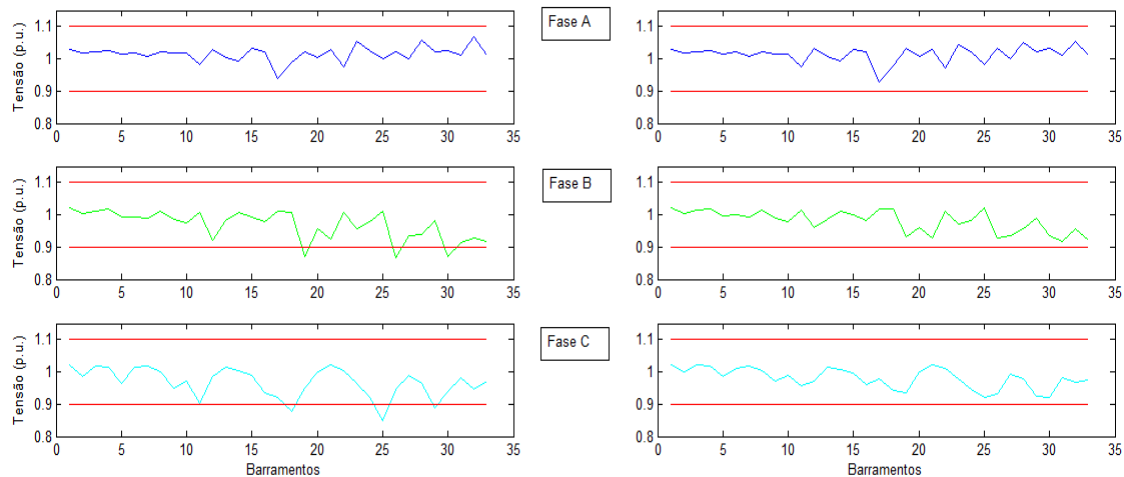
Na Figura 5.8 é apresentado o perfil de tensões para toda a rede na hora 12.



**Figura 5.8** - Esquerda: Perfil de tensão na hora 12 sem baterias em toda a rede. Direita: Perfil de tensão na hora 12 em toda a rede após introdução de baterias em 25% das instalações.

Analisando a Figura 5.8, verifica-se que após a introdução de baterias na rede, o perfil de tensões desceu nos nós onde as mesmas foram colocadas, sendo mais notória na fase B e C. Isto ocorre devido a ser armazenada uma percentagem da diferença da potência produzida face à consumida (conforme é indicado no capítulo 4) nas horas de maior produção, indo depois descarregar essa energia acumulada ao final do dia quando o consumo é bastante elevado, permitindo assim regular os perfis de tensão.

A Figura 5.9 apresenta os resultados na hora 20 em toda a rede.



**Figura 5.9 - Esquerda:** Perfil de tensão na hora 20 em toda a rede sem baterias. **Direita:** Perfil de tensão na hora 20 em toda a rede após introdução de baterias em 25% das instalações.

Após a análise da Figura 5.9 verificou-se que os nós que se encontravam com tensões abaixo de 0.9 p.u. antes da introdução de baterias em 25% das instalações, verificou-se que após a introdução de baterias o perfil de tensão ficou acima de 0.9 p.u. Isto ocorre devido à descarga das baterias irem compensar o aumento de consumo, permitindo que o perfil de tensão suba. Esta descarga das baterias ocorre, permitindo cobrir uma percentagem do consumo e assim ajudar à regulação dos perfis de tensão ao final do dia conforme se verifica pela Figura 5.6.

#### Caso 1.b) Presença de baterias em 50% das instalações

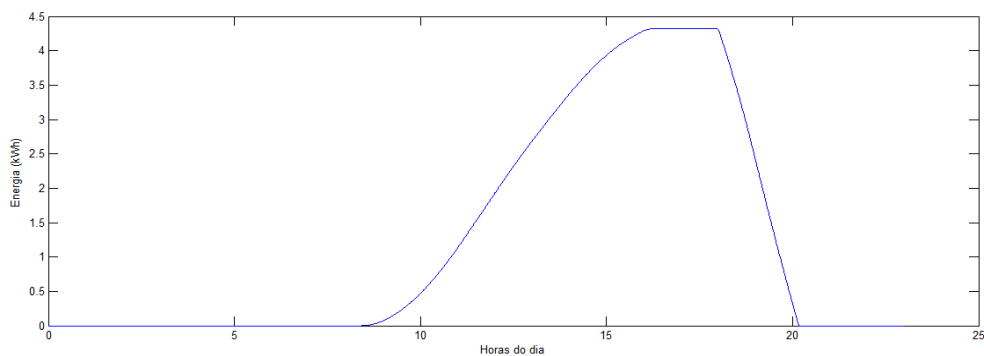
Para o cenário em que se insere a presença de baterias em 50% das instalações da rede, a Tabela 5.8 identifica os nós e fases específicas onde foi considerada a integração destes elementos. Na tabela 5.8 só são apresentados os nós onde se adicionou mais baterias até perfazer 50% das instalações, mas o estudo foi efetuado tendo em consideração também os nós que se encontram na Tabela 5.5.



**Tabela 5.8** - Baterias introduzidas nos nós e fases até perfazer 50% das instalações.

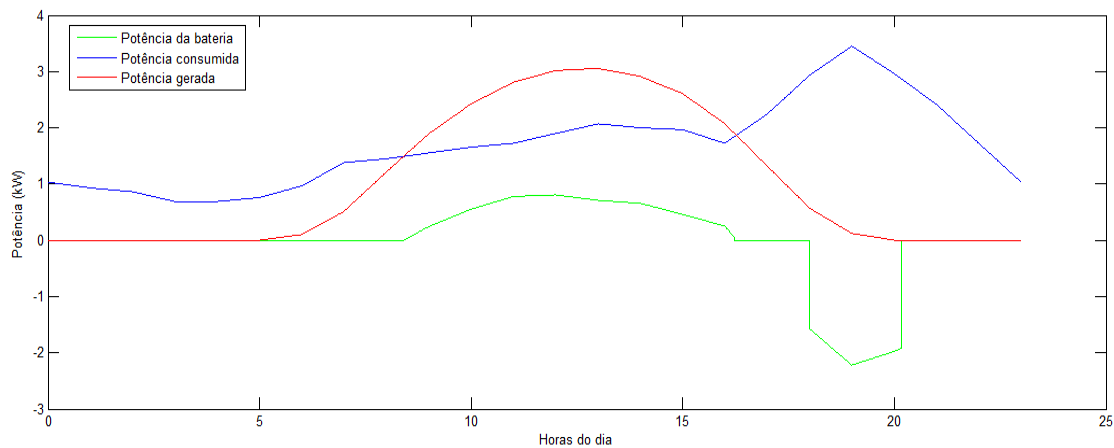
Nós	Fases
12	A,B
17	A
21	B
24	B,C
27	A,B,C
28	B
31	B

Na Figura 5.10 é apresentado o fluxo de energia na bateria ao longo do dia aplicada ao nó 24 na fase B. A bateria tem 4.32 kWh de energia. Escolheu-se este para exemplificar outro nível de energia e mostrar o correto funcionamento da bateria e da estratégia proposta em 4.4.

**Figura 5.10** - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia.

Após a análise da Figura 5.10, verifica-se o correto funcionamento da estratégia proposta, pois a bateria inicia a carga assim que a diferença entre a produção e o consumo é positiva perto das 9h, indo armazenar 80% desse excesso. Armazena nas horas de maior produção entre as 11 e as 14h terminando ligeiramente à frente das 15h. Procede à descarga dessa energia armazenada a partir das 18h até ligeiramente à frente das 20h, quando o consumo é bastante alto.

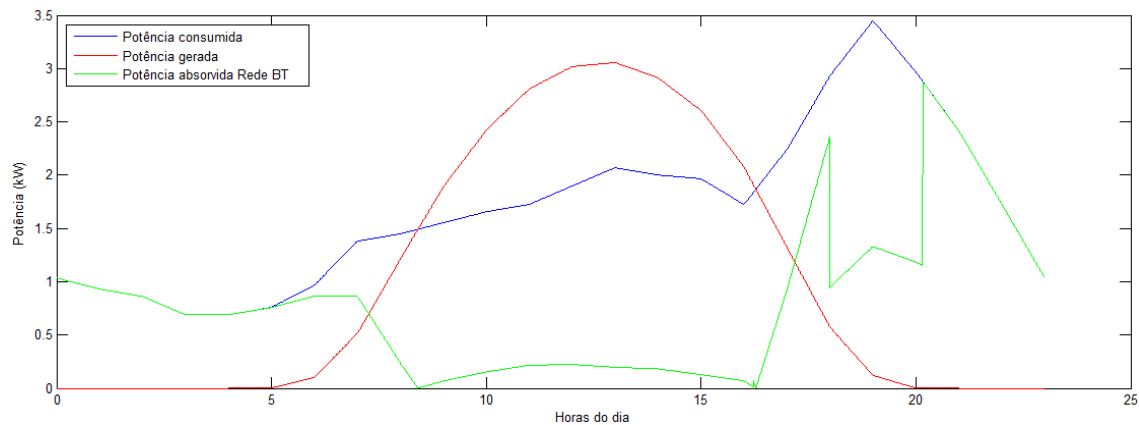
Na Figura 5.11 apresenta a comparação entre a potência da bateria, a potência consumida e a potência gerada no nó 24 na fase B.



**Figura 5.11** - Comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 24 na fase B ao longo do dia.

Analisando a Figura 5.11, verifica-se que o fluxo de potência armazenado na bateria coincide com as horas de maior produção, ajudando assim a descer os perfis de tensão nessas horas armazenando a energia que iria para a rede. Na descarga, também coincide com as horas de maior consumo, ali perto das 20h fazendo subir os perfis de tensão nessas horas. Aqui, também se verifica um benefício para os clientes domésticos, pois permite baixar a fatura energética devido à descarga das baterias ao final do dia irem cobrir 60% do consumo.

A Figura 5.12 apresenta a comparação entre potência consumida, potência gerada e a potência absorvida da rede no nó 24 na fase B.



**Figura 5.12** - Comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida no nó 24 na fase B ao longo do dia.

Analisando a Figura 5.12, verifica-se que é baixa a saída de potência gerada e não consumida para a rede entre as 9h00 e perto das 16h, pois a bateria armazena 60% do excesso conforme se apresenta na Figura 5.11. Ao final do dia verifica-se que a potência de entrada é bastante mais baixa, pois parte desse consumo está a ser alimentado pela bateria, evitando absorver energia da rede de distribuição, baixando assim a fatura energética dos clientes domésticos. Além do benefício para os clientes domésticos as baterias também permitem fazer a regulação dos perfis de tensão ao final do dia. Verifica-se que até depois das 20h a

bateria está a funcionar. Assim, haverá redução das perdas pois a carga nos ramos fica mais reduzida com a descarga nas baterias a ser efetuada junto dos consumidores.

A Tabela 5.9 apresenta os fluxos de potência na bateria para as horas de maior produção.

**Tabela 5.9** - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior produção de energia.

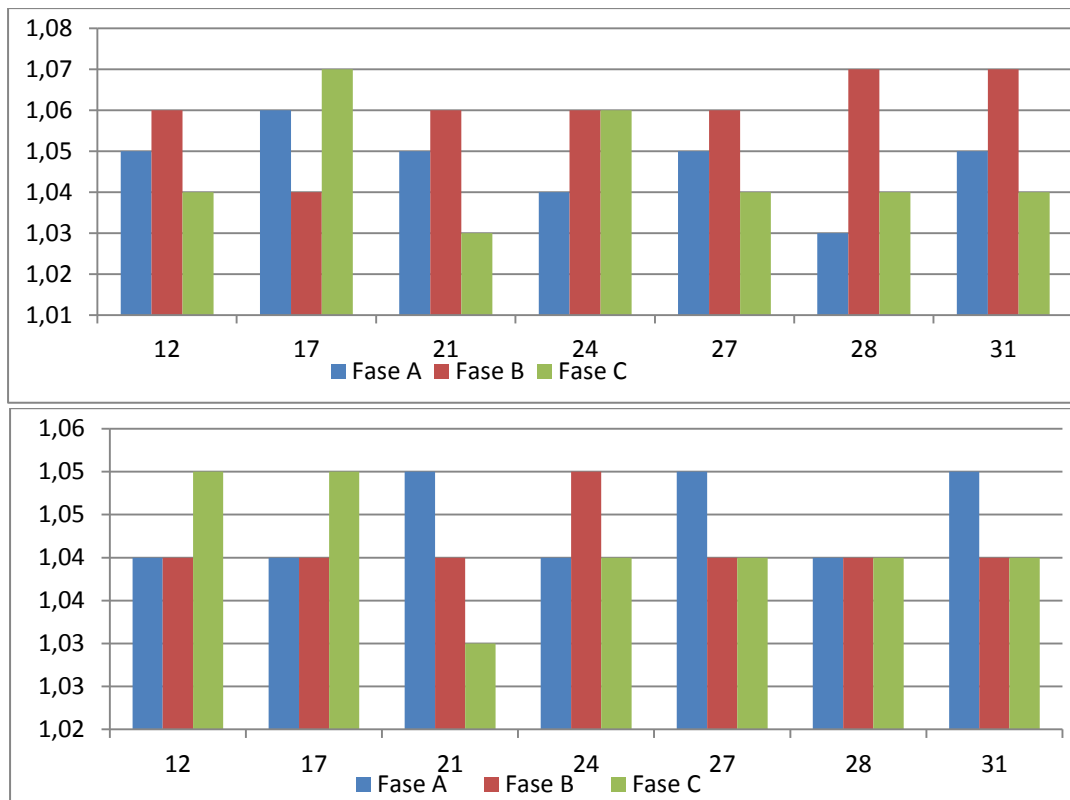
Horas	Potência (kW)
12	0.81
13	0.71
14	0.66
15	0.46

A Tabela 5.10 apresenta os fluxos de potência na bateria para as horas de maior consumo.

**Tabela 5.10** - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior consumo de energia.

Horas	Potência (kW)
18	1.57
19	2.21
20	1.97
21	0

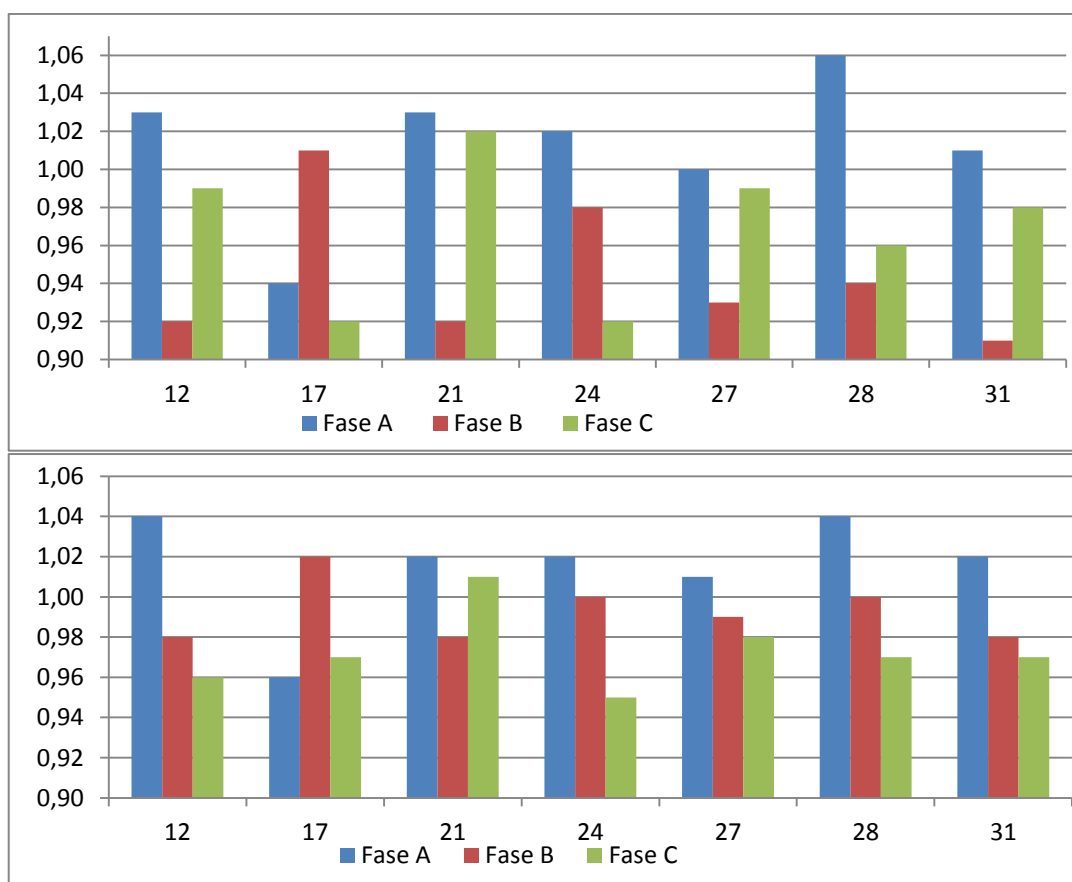
Na Figura 5.13 é apresentado o perfil de tensões para os nós que se encontram na Tabela 5.8 na hora 12.



**Figura 5.13 - Cima:** Perfil de tensão na hora 12 sem introdução de baterias nos nós que se encontram na Tabela 5.8. **Baixo:** Perfil de tensões na hora 12 nos nós que se encontram na Tabela 5.8 após introdução de baterias em 50% das instalações.

Analisando a Figura 5.13, verifica-se que os perfis de tensão na hora 12 nas fases dos nós em questão não apresentam problemas ao nível de perfil de tensões. Verifica-se que após a introdução de baterias em 50% da rede, os perfis de tensão diminuíram conforme se verifica na Figura 5.13 Cima. Isto ocorre devido às baterias armazenarem o excesso de energia produzido e não consumido, permitindo que os perfis de tensão sejam regulados. Esta energia armazenada é depois descarregada ao final do dia quando o consumo é bastante elevado, permitindo regular os perfis de tensão ao final do dia.

A Figura 5.14 apresenta os perfis de tensão na hora 20 para os respetivos nós e fases que se encontram na Tabela 5.8.



**Figura 5.14 - Cima:** Perfil de tensão na hora 20 sem introdução de baterias nos nós que se encontram na Tabela 5.8. **Baixo:** Perfil de tensões na hora 20 nos nós que se encontram na Tabela 5.8 após introdução de baterias em 50% das instalações.

Analisando a Figura 5.14, verifica-se que houve um aumento dos perfis de tensão nos nós onde foram colocadas as baterias em 50% da rede. O aumento ocorre devido à descarga das baterias cobrirem uma determinada percentagem do consumo. Assim o perfil de tensão aumenta pois não é necessário ir à rede buscar a totalidade da potência permitindo que as perdas se reduzam devido à redução dos fluxos de energia na rede.

Para estes nós em questão verifica-se o correto funcionamento após a colocação das baterias, pois ao final do dia os perfis de tensão ficam regulados.

Verifica-se que o nó 30 fase C encontra-se com o módulo da tensão a 0.89 p.u. às 19h assim, quando se colocar as baterias em 75% das instalações, será verificado se o perfil da fase B as 19h estará dentro dos limites de operação do sistema.

#### Caso 1.c) Presença de baterias em 75% das instalações

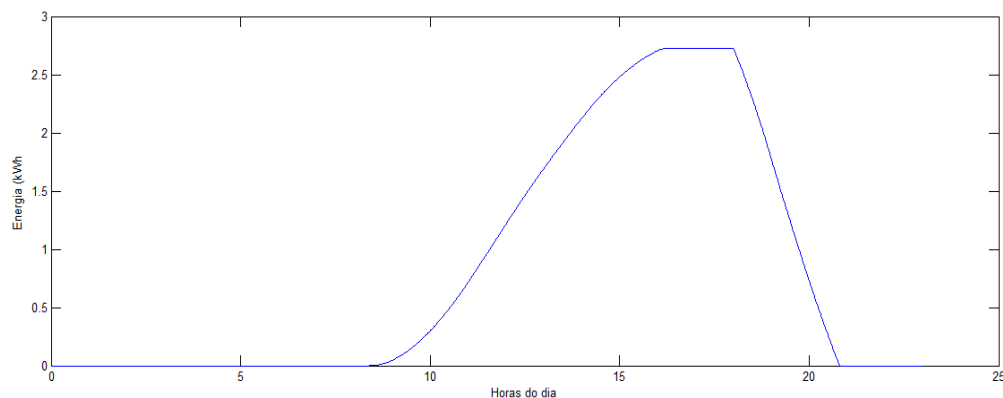
Para o cenário em que se insere a presença de baterias em 75% das instalações da rede, a Tabela 5.11 identifica os nós e fases específicas onde foi considerada a integração destes elementos. Na tabela 5.11 só são apresentados os nós onde se adicionou mais baterias até

perfazer 75% das instalações, mas o estudo foi efetuado tendo em consideração também os nós que se encontram na Tabela 5.5 e Tabela 5.8.

**Tabela 5.11** - Baterias introduzidas nos nós e fases até perfazer 75% das instalações.

Nós	Fases
6	A
7	A
13	A,B,C
16	B
20	B,C
30	C
33	C

A Figura 5.15 apresenta o fluxo de energia na bateria ao longo do dia aplicada ao nó 33 na fase C. Neste caso a bateria tem uma energia de 3.24 kWh.

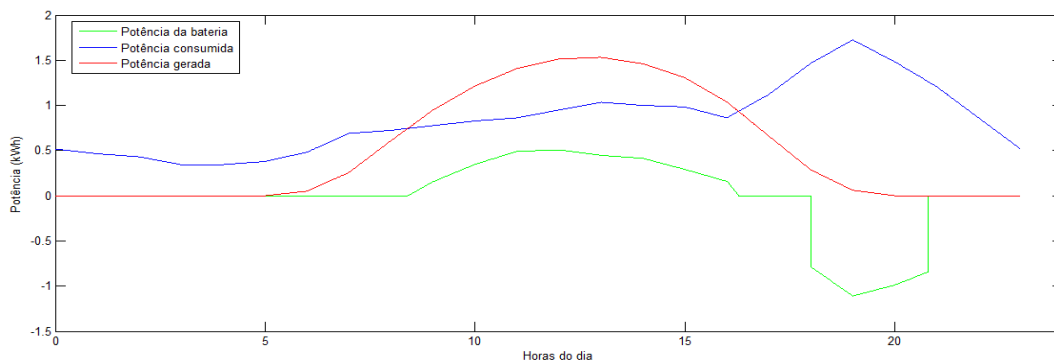


**Figura 5.15** - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia.

Analisando a Figura 5.15, verifica-se que embora esteja a armazenar a energia nas horas de maior produção, a mesma não consegue ficar totalmente carregada. Isto deve-se, a ser uma fase que tem uma potência instalada de  $\mu G$  baixa. Ocorre também que a bateria tem uma capacidade de armazenamento baixa, mas mesmo assim superior à diferença da potência gerada face à potência consumida. A mesma permite efetuar a gestão técnica da rede além de trazer benefício para os clientes domésticos pois permite a redução da fatura energética ao cobrir 60% do consumo ao final do dia quando a mesma descarrega.

Verificou-se que se aumentar a potência das unidades de  $\mu G$  em 0.1 kW em todos os nós com  $P_i=1.73$  kW, passando a ter unidades de  $\mu G$  com potência de 1.83 kW, a mesma fica totalmente carregada e os perfis de tensão praticamente mantêm-se constantes.

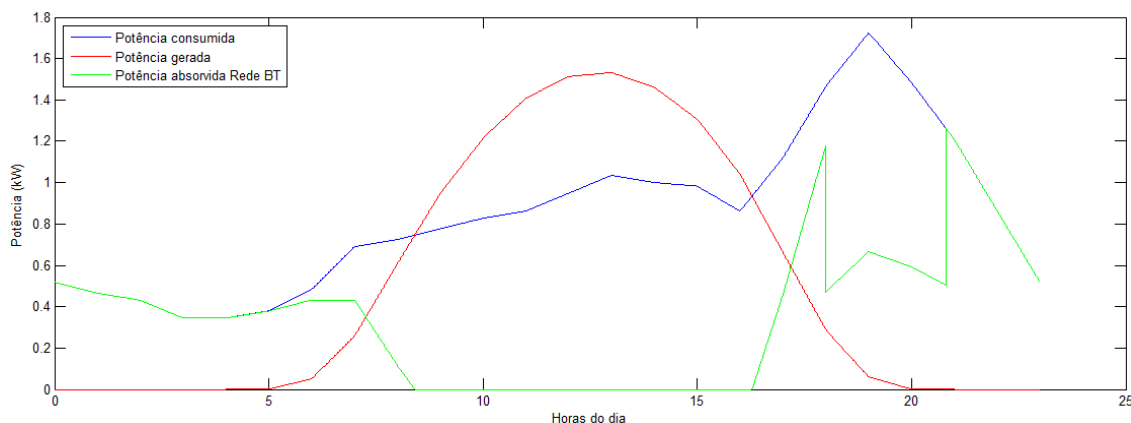
A Figura 5.16 apresenta a comparação da potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 33 na fase C.



**Figura 5.16** - Comparação entre potência da bateria, potência consumida, potência gerada no nó 33 na fase C ao longo das 24h.

Analisando a Figura 5.16, verifica-se o correto funcionamento da bateria pois armazena a totalidade do excesso de energia produzida que não é consumida nas horas de maior produção e descarrega essa energia nas horas de maior consumo perto das 20h.

A Figura 5.17 apresenta a comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida da rede no nó 33 na fase C.



**Figura 5.17** - Comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida no nó 33 na fase C.

Analisando a Figura 5.17, verifica-se que é nula a potência que é enviada para a rede desde mais ou menos as 9h até as 17h. Isto ocorre devido à estratégia usada de armazenar a totalidade do excesso de energia produzida e não consumida. Permite regular os perfis de tensão ao final do dia quando o consumo é muito elevado e reduz a fatura energética dos clientes domésticos pois a descarga é efetuada para cobrir 70% do consumo.

A Tabela 5.12 apresenta o fluxo de potência nas horas de maior  $\mu G$ .

**Tabela 5.12** - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior produção.

<b>Horas</b>	<b>Potência (kW)</b>
12	0.51
13	0.45
14	0.41
15	0.29

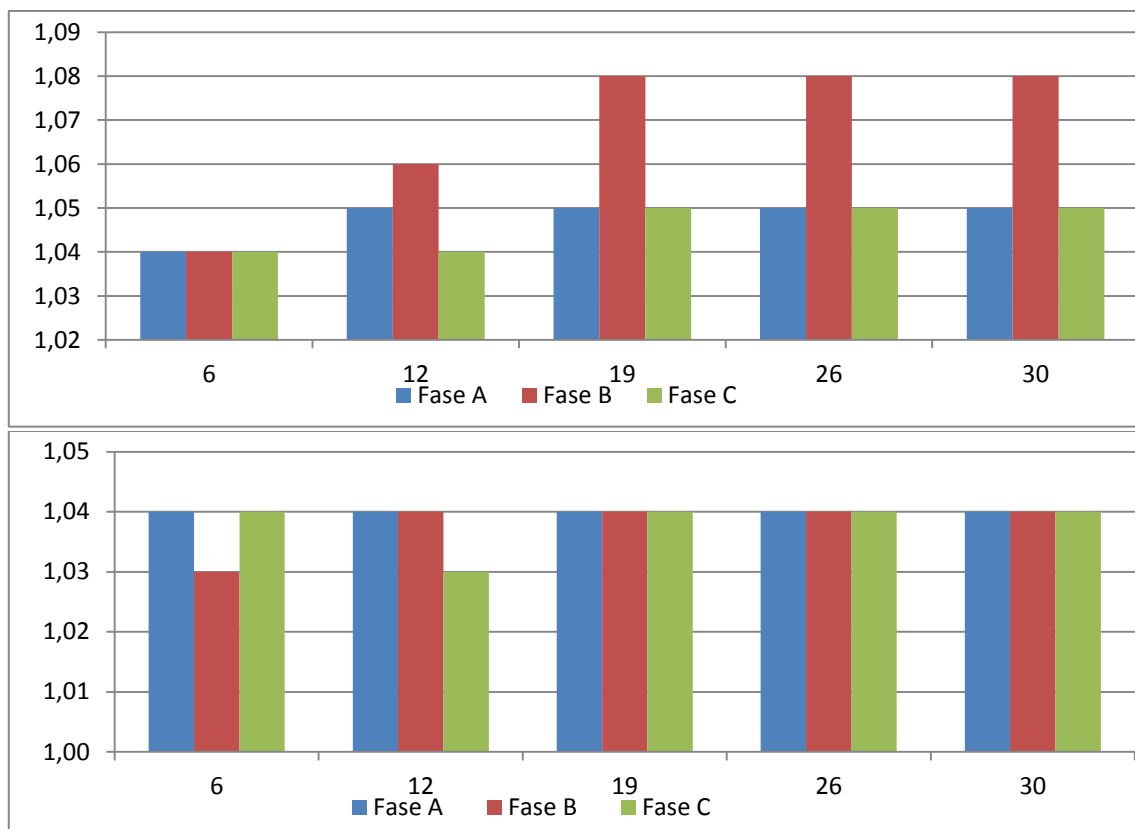
A Tabela 5.13 apresenta o fluxo de potência nas horas de maior consumo.

**Tabela 5.13** - Fluxo de potência na bateria para as horas de maior consumo de energia.

<b>Horas</b>	<b>Potência (kW)</b>
18	0.79
19	1.11
20	0.99
21	0

A Figura 5.18 apresenta os perfis de tensão ao longo do ramo D na hora 12.





**Figura 5.18 - Cima:** Perfis de tensão ao longo do ramo D sem baterias na hora 12. **Baixo:** Perfis de tensão ao longo do ramo D na hora 12 após introdução de baterias em 75% das instalações.

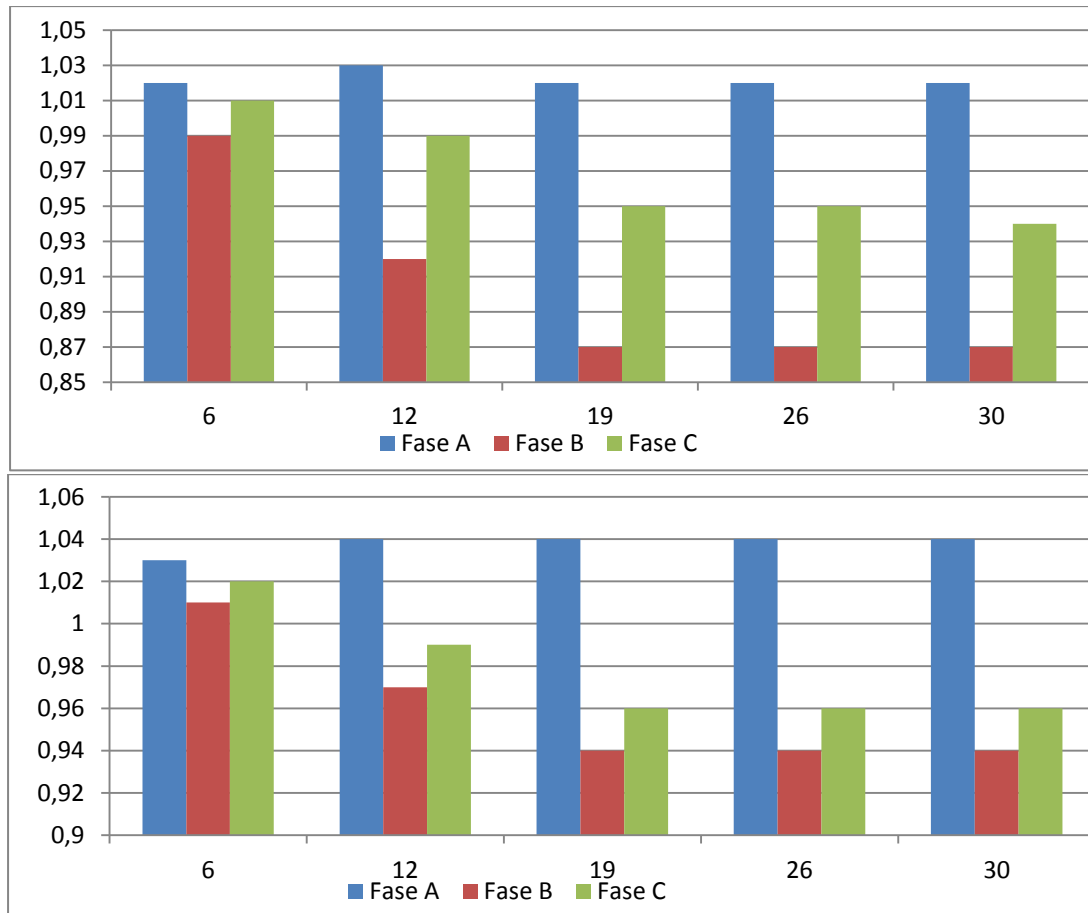
Analisando a Figura 5.18 verifica-se uma descida dos perfis de tensão na hora 12 devido à introdução de baterias (Figura 5.18 Baixo), notando-se mais nas fases B e C. Os perfis de tensão encontram-se todos dentro dos limites de operação do sistema elétrico, assim a introdução de baterias permite a gestão técnica da rede de distribuição BT para este cenário de penetração de unidades de  $\mu G$ .

Na fase B, é mais notório o aumento de perfis de tensão (Figura 5.18 Cima) ao longo do ramo D, acentuando-se à medida que nos afastamos do PT. Isto ocorre derivado à rede ser bastante resistiva, em que R tem predominância face a X.

Na Figura 5.18 Baixo verifica-se um abaixamento dos perfis de tensão devido à introdução de baterias junto dos produtores/consumidores domésticos irem armazenar uma parte da energia.

À hora 12, as baterias encontram-se a armazenar uma percentagem da energia produzida e não consumida, assim essa energia não segue para a rede de distribuição BT sendo armazenada. No final do dia essa energia armazenada é descarregada nas horas de maior consumo permitindo assim a redução dos fluxos de energia e assim redução das perdas.

A Figura 5.19 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramo D na hora 20.



**Figura 5.19 - Cima:** Perfis de tensão ao longo do ramo D sem baterias na hora 20. **Baixo:** Perfis de tensão ao longo do ramo D na hora 20 após introdução de baterias em 75% das instalações.

Após a análise da Figura 5.19 Cima, verifica-se que as 20h os nós mais afastados do PT na fase B encontram-se abaixo de 0.9 p.u.

Isto ocorre devido a haver um consumo bastante elevado o que provoca o abaixamento de tensão e também devido a R tem predominância face a X na rede BT.

Analisando a Figura 5.19 Baixo, após introdução de baterias, os perfis de tensão aumentaram todos, incluindo os perfis de tensão mais afastados do PT, que estavam fora do limite inferior de operação. Assim, esses barramentos ao longo do ramo D ficaram dentro dos limites de operação do sistema o que sem introdução de baterias situavam-se fora dos limites de operação. Logo a estratégia adotada permite a gestão técnica da rede de distribuição com introdução de unidades de  $\mu G$ .

#### Caso 1.d) Presença de baterias em 100% das instalações

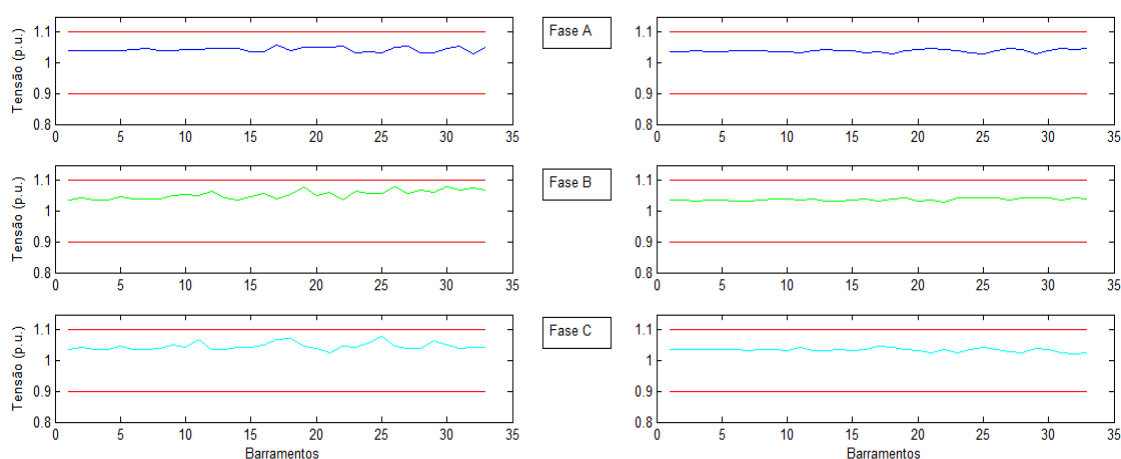
Para o cenário em que se insere a presença de baterias em 100% das instalações da rede, a Tabela 5.14 identifica os nós e fases específicos onde foi considerada a integração destes elementos. Na tabela 5.14 só são apresentados os nós onde se adicionou mais baterias até perfazer 100% das instalações, mas o estudo foi efetuado tendo em consideração também os nós que se encontram na Tabela 5.5, na Tabela 5.8 e na Tabela 5.11.

**Tabela 5.14** - Baterias introduzidas nos nós e fases até perfazer 100% das instalações.

Nós	Fases
2	A,B
5	C
8	C
9	A,B,C
10	A,B
22	A,B,C
23	C

A análise a seguir efetuada abrange a totalidade da rede. Assim serão analisados os perfis de tensão na hora 12 e na hora 20 para toda a rede.

A Figura 5.20 apresenta o resultado dos perfis de tensão na hora 12 em 100% da rede.



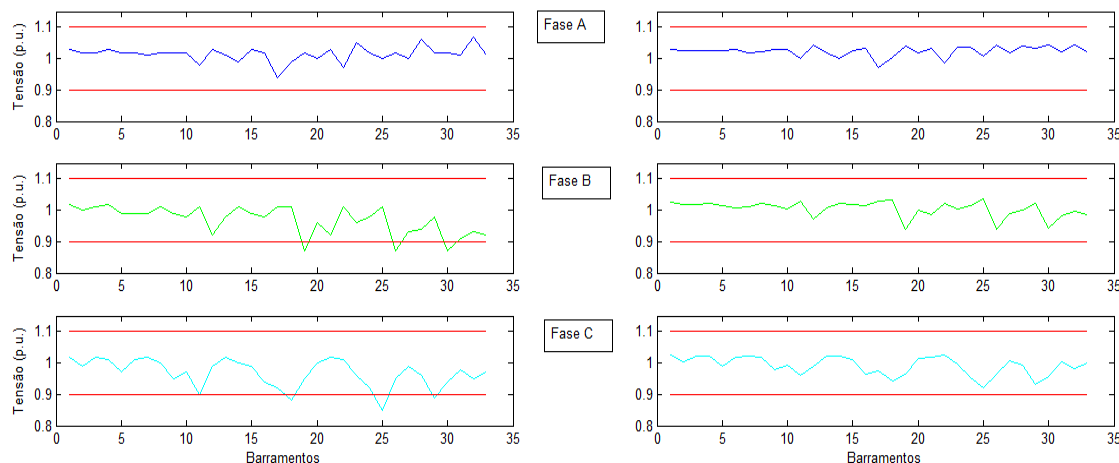
**Figura 5.20** - Esquerda: Perfis de tensão em 100% da rede sem baterias na hora 12. Direita: Perfis de tensão em 100% da rede na hora 12 após introdução de baterias em 100% das instalações.

Analizando a Figura 5.20 Direita em comparação com a Figura 5.20 Esquerda verifica-se que os perfis de tensão na Figura 5.20 Direita na hora 12 desceram todos, como seria de esperar. Isto deve-se ao facto das baterias armazenarem uma percentagem do excesso de energia que é produzido e não é consumido.

Verifica-se uma atenuação dos impactos da  $\mu G$  nas horas de maior consumo nomeadamente entre as 11 e as 15h principalmente na redução dos perfis de tensão, pois a energia em excesso não está a ser injetada toda na rede de distribuição BT. Estes impactos encontram-se mencionados em 2.5. Assim a introdução de baterias permite neste caso em concreto e para o nível de potência escolhida fazer a gestão técnica da rede de distribuição BT.

Com a introdução de baterias nas horas de maior exposição solar, evita-se o corte de produção por parte das unidades de  $\mu G$ .

A Figura 5.21 apresenta o resultado dos perfis de tensão na hora 20 em 100% da rede.



**Figura 5.21 - Esquerda:** Perfis de tensão em 100% da rede sem baterias na hora 20. **Direita:** Perfis de tensão em 100% da rede para a hora 20 após introdução de baterias em 100% das instalações.

Analisando a Figura 5.21 Direita, verifica-se que os perfis de tensão em todos os nós às 20h subiram. Este facto é devido à descarga das baterias irem fazer face a uma percentagem do consumo, assim já não é necessário a energia vir toda da rede de distribuição.

É notório a subida do perfil de tensão em alguns nós que as 20h se situavam abaixo do limite técnico de operação nomeadamente a fase C do nó 25, pois com a introdução de baterias o perfil de tensão no nó 25 fase C ficou dentro dos limites de operação.

Mais uma vez verifica-se o sucesso da estratégia proposta no capítulo 4, pois esta estratégia permite fazer a gestão técnica do sistema tendo em conta os impactos que a  $\mu G$  provoca e ao mesmo tempo permite a redução da fatura energética para os clientes domésticos.

Há redução de perdas porque há redução dos fluxos de potência na própria rede BT.

Como nota final, ao instalar metade da potência ativa contratada nas unidades de  $\mu G$  locais não existe problema, pois os perfis de tensão não aumentam muito a ponto de superarem o limite superior técnico de operação.

O único problema que ocorre é ao final do dia quando o consumo é bastante elevado entre as 19 e as 21h, pois pode ocorrer descida do perfil de tensão, conforme explicado anteriormente. Este problema ocorre devido ao alto consumo e principalmente no final de redes extensas. Se instalar baterias com capacidade de descarga para essas horas, o problema fica resolvido, conforme este cenário da presente dissertação assim o provou.

As perdas descem à medida que se vai colocando baterias ao longo da rede, estando em concordância com o objetivo de redução de perdas com a colocação de baterias junto da  $\mu G$ .

Na Tabela 5.15 são apresentadas as perdas ativas obtidas sem introdução de baterias e após a introdução das baterias em 25%, 50%, 75% e 100% das instalações.

**Tabela 5.15** - Comparação das perdas obtidas para o Cenário 1.

Comparação	Perdas ativas [kWh]
Sem baterias	12.54
Baterias em 25% das instalações	9.76
Baterias em 50% das instalações	8.24
Baterias em 75% das instalações	7.52
Baterias em 100% das instalações	5.47

O cenário seguinte tem em conta a instalação massiva de unidades de  $\mu$ G com potência ativa igual à potência contratada.

## 5.4 Avaliação das condições de operação da rede no Cenário 2

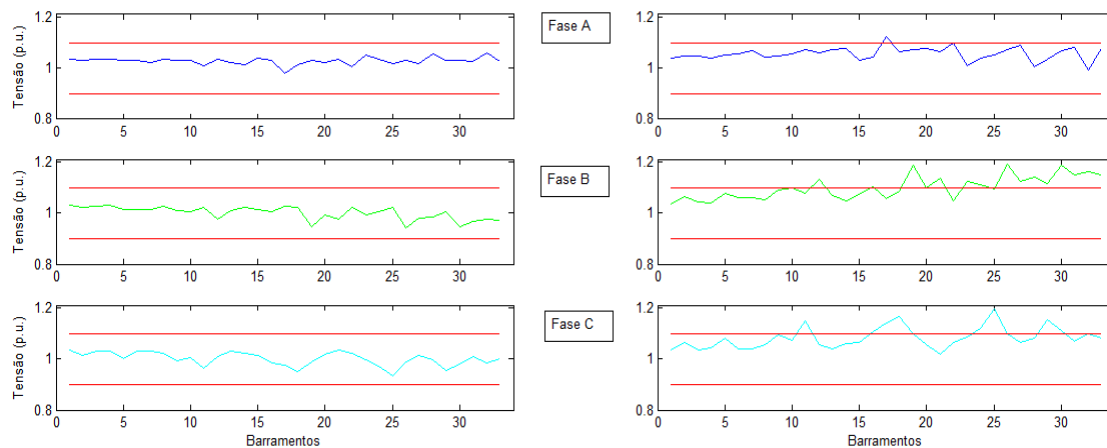
Tendo em consideração a rede em estudo e as condições de operação estabelecidas para o cenário 2, apresenta-se nesta secção os resultados obtidos tendo em conta a estratégia definida em 4.5.

De forma a definir condições de comparação dos resultados obtidos, começa-se por aferir as condições de operação da rede sem a presença dos sistemas de armazenamento de energia.

### 5.4.4 Operação da rede sem dispositivos de armazenamento de energia

Nesta secção é feita uma avaliação da rede em estudo sem introdução de unidades de  $\mu$ G e após introdução de unidades de  $\mu$ G com potências ativas instalada igual à potência ativa contratada. Assim será verificado o perfil de tensões da rede.

A análise é efetuada para todas as horas, mas é particularizada para a hora 12 devido a ser a hora de maior produção face ao consumo e para a hora 20 devido a ser a hora de maior consumo.



**Figura 5.22 - Esquerda:** Perfil de tensão na hora 12 sem unidades de  $\mu G$  em toda a rede. **Direita:** Perfil de tensão na hora 12 após introdução de unidades de  $\mu G$  com 100% da potência ativa instalada em toda a rede.

Após a análise da Figura 5.22, verifica-se que este cenário é muito mais gravoso face ao cenário 1, pois com a introdução de unidades de  $\mu G$  com potência instalada igual à potência contratada, os perfis de tensão em vários nós saíram fora do limite técnico superior de operação do sistema.

Este problema ocorre devido à situação exposta em 2.5, pois com a introdução massiva de unidades de  $\mu G$  aliado ao baixo consumo nessas horas de maior exposição solar, ocorre uma elevação significativa dos perfis de tensão.

Este problema é mais gravoso nos nós que se encontram mais afastados do PT, pois devido as redes de distribuição serem predominantemente resistivas ( $R \gg X$ ) agrava este problema de aumento dos perfis de tensão. A Tabela 5.4 apresenta os nós e as fases onde a tensão se situa acima de 1.1 p.u na hora 12. Escolheu-se a hora 12 devido a ser uma hora de grande  $\mu G$  face ao consumo, mas existem mais horas com violação do limite máximo de operação da rede ao longo do dia.

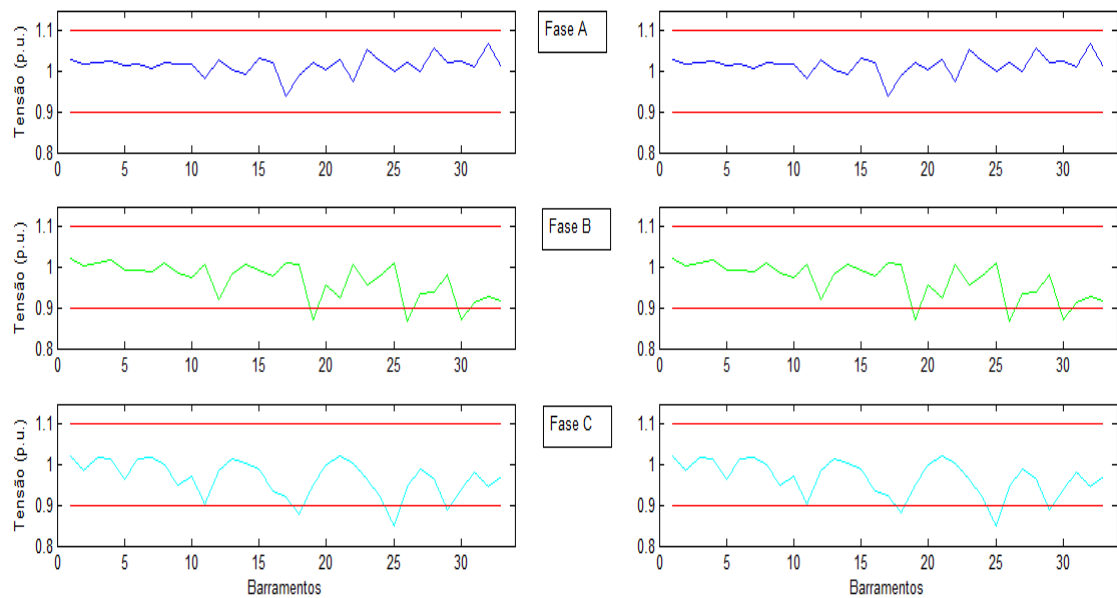
**Tabela 5.16 - Nós com perfil de tensão acima de 1.1 p.u na hora 12.**

Nós	Fase	Tensão hora 12
		(p.u.)
11	C	1.15
12	B	1.13
16	C	1.11
17	A	1.12
	C	1.14
18	C	1.17
19	B	1.19
21	B	1.13
23	B	1.12
24	B	1.11

	C	1.12
25	C	1.20
26	B	1.19
27	B	1.12
28	B	1.14
29	B	1.11
	C	1.15
30	B	1.19
	C	1.11
31	B	1.15
32	B	1.16
33	B	1.15

Conforme se apresenta na Tabela 5.16, a integração massiva de unidades de  $\mu G$  nas redes de distribuição BT sem qualquer tipo de controlo provoca subida generalizada nos perfis de tensão para fora dos limites de operação do sistema.

A Figura 5.23 apresenta o perfil de tensão na hora 20.



**Figura 5.23 - Esquerda:** Perfil de tensão na hora 20 sem unidades de  $\mu G$  em toda a rede. **Direita:** Perfil de tensão na hora 20 após introdução de unidades de  $\mu G$  com 100% da potência ativa instalada em toda a rede.

Analisando a Figura 5.23, verifica-se que na hora 20, devido ao alto consumo e devido às redes de distribuição terem um perfil predominantemente resistivo, há fases que em alguns nós encontram-se fora do limite mínimo de operação do sistema. Este gráfico é semelhante à da Figura 5.4, pois a esta hora praticamente já não se nota o efeito da  $\mu G$ .

A Tabela 5.17 apresenta os nós que se situaram com perfis de tensão abaixo de 0.9 p.u na hora 20.

**Tabela 5.17** - Nós que se situam com perfil de tensão abaixo de 0.9 p.u. na hora 20.

Nós	Fase	Tensão hora 20
		(p.u.)
18	C	0.88
19	B	0.87
25	C	0.85
26	B	0.87
29	C	0.89
30	B	0.87

#### 5.4.2 Operação da rede com inclusão dos dispositivos de armazenamento de energia

Para o Cenário 2 foram colocadas baterias progressivamente nos consumidores domésticos. A escolha teve por base a média dos perfis de tensão nas fases que contém unidades de  $\mu G$  entre as 9h e as 16h. Caso existam perfis de tensão iguais foi dada prioridade de colocação das baterias nos ramos que tivessem o perfil de tensão mais elevado e assim sucessivamente.

Este cenário é um cenário que apresenta muitos problemas ao nível dos perfis de tensão, pois a introdução massiva de unidades de  $\mu G$  sem qualquer tipo de controlo provoca uma subida acentuada nos perfis de tensão, levando a que vários nós sejam violados os limites técnicos definidos. Este problema é agravado nos nós que se encontram mais afastados do PT devido à natureza resistiva das redes de distribuição de BT.

##### Caso 2.a) Presença de baterias em 25% das instalações

Nesta secção são apresentados resultados para a hora 12 e para a hora 20, pois são as horas que apresentam mais problemas. As 12h é quando há maior  $\mu G$  face ao consumo e às 20h há um maior consumo e praticamente nenhuma  $\mu G$ . Para o cenário em que se insere a presença de baterias em 25% das instalações da rede, a Tabela 5.5 identifica os nós e fases específicas onde foi considerada a integração destes elementos.

Na Figura 5.24 é apresentado o fluxo de energia na bateria ao longo do dia aplicada ao barramento 18 na fase C. Neste caso a bateria tem 4.32 kWh de energia.



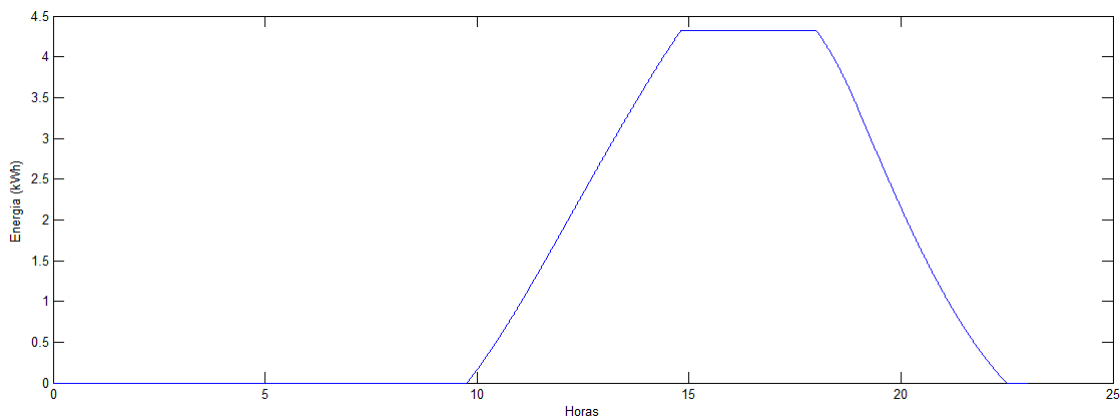


Figura 5.24 - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia.

Analizando a Figura 5.24, verifica-se que perto das 10h o perfil de tensão na fase C no nó 18 atinge 1.09 p.u. iniciando o carregamento até perto das 15h. Esta energia armazenada é depois descarregada a partir das 18h conforme a estratégia descrita em 4.5. A bateria é ativada através do controlo de tensão, mas devido à baixa capacidade da mesma não consegue efetuar para todas as horas a gestão técnica da rede devido à alta potência instalada na fase C ao longo do ramo onde se encontra, assim apenas se verifica um benefício para o cliente doméstico.

Nas horas de maior consumo, verifica-se que a bateria consegue fornecer energia para suportar 70% do consumo até perto das 23h. A mesma inicia o seu ciclo no dia seguinte completamente descarregada.

A Figura 5.25 apresenta a comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 18 na fase C.

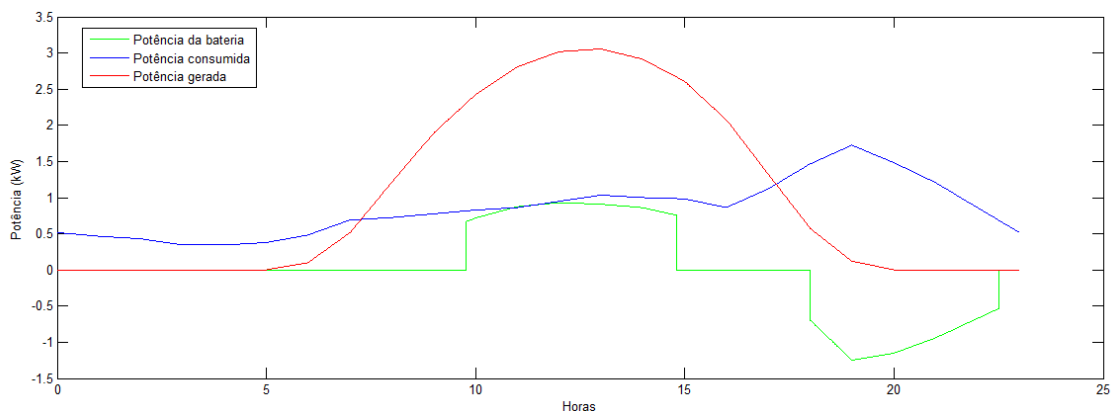
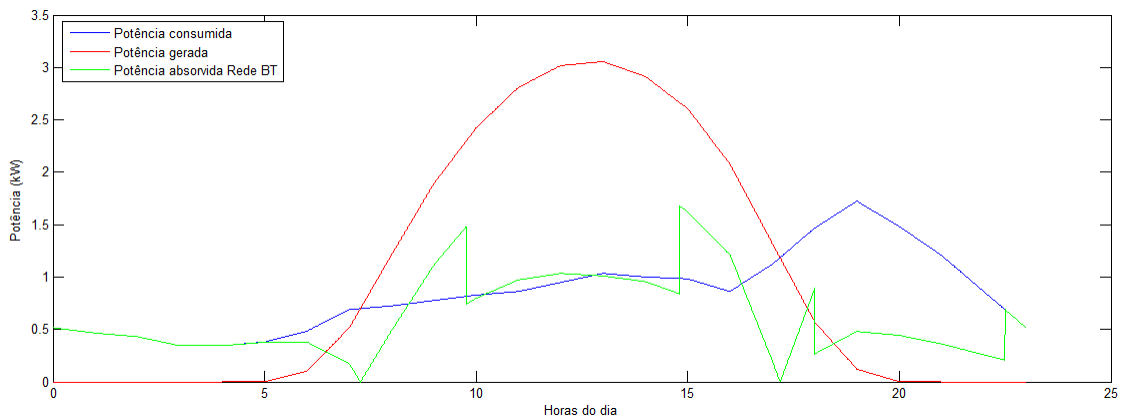


Figura 5.25 - Comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada na fase C do nó 18.

Analizando a Figura 5.25, verifica-se o correto funcionamento da bateria, pois a mesma inicia o seu ciclo de carga perto das 10h até perto das 15h, indo depois descarregar a partir das 18h para cobrir 50% do consumo. Assim a bateria beneficia o cliente doméstico que fica

com a sua fatura energética diminuída, mas não consegue regular os perfis de tensão nas horas de maior exposição solar.

A Figura 5.26 apresenta a comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida da rede na fase C no nó 18.



**Figura 5.26** - Comparação entre potência gerada, potência consumida e potência absorvida no nó 18 na fase C.

A Tabela 5.18 apresenta os fluxos de potência na bateria nas horas de maior produção de energia. Assim quando a bateria inicia o seu processo de carga perto das 10h, há um abaixamento da potência que sai para fora do nó. A partir das 16h devido ao processo de descarga da bateria, há um menor pedido à rede de potência devido à descarga ir compensar parte do consumo.

**Tabela 5.18** - Fluxo de potência na bateria nas horas de maior produção de energia.

Horas	Potência (kW)
12	0.93
13	0.90
14	0.86
15	0

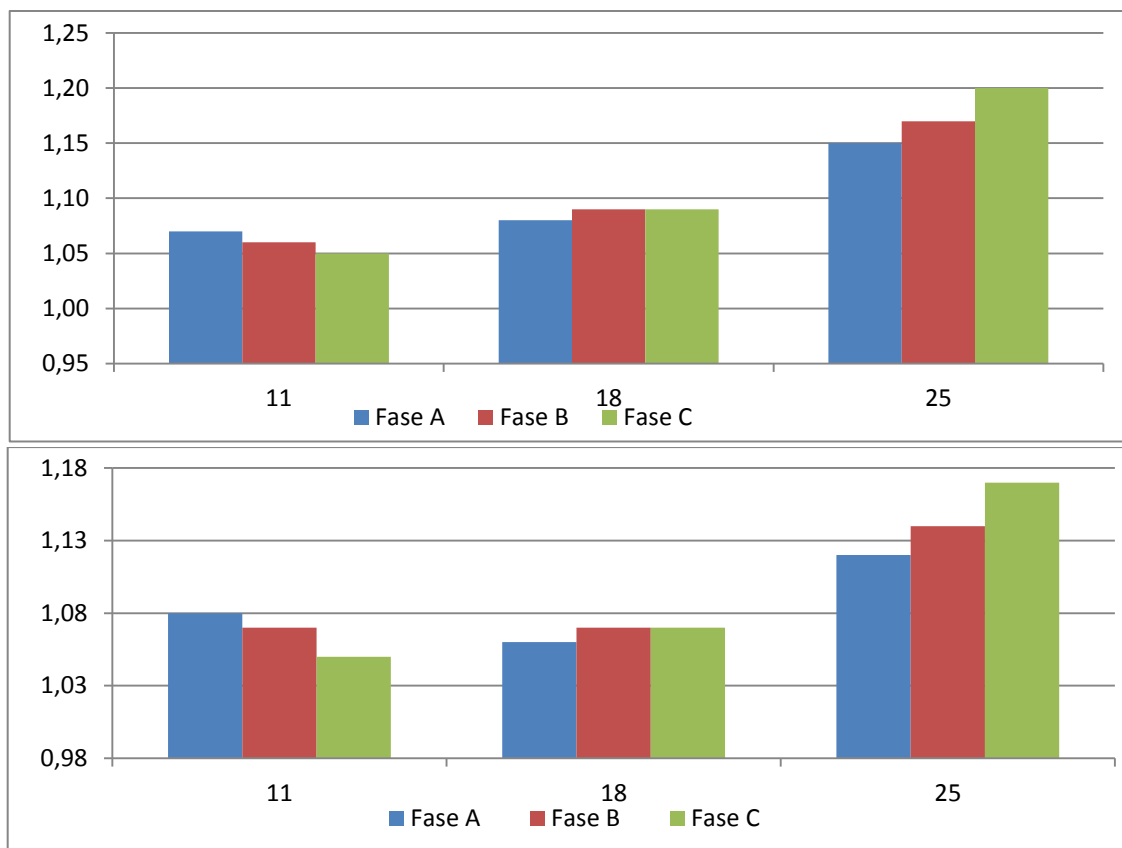
A Tabela 5.19 apresenta os fluxos de potência na bateria nas horas de maior consumo.

**Tabela 5.19** - Fluxo de potência na bateria nas horas de maior consumo de energia.

Hora	Potência (kW)
18	0.70
19	1.24
20	1.15
21	0.94

Após a análise da Tabelas 5.18 e da Tabela 5.19, verifica-se o correto funcionamento da bateria para a respetiva fase.

Na Figura 5.27 são apresentados os perfis de tensão ao longo do ramo C para a hora 12.



**Figura 5.27 - Cima:** Perfil de tensão ao longo do ramo C sem baterias na hora 12. **Baixo:** Perfil de tensão ao longo do ramo C na hora 12 após introdução de baterias em 25% das instalações.

Após a análise da Figura 5.27, pode-se observar que o perfil de tensão ao longo do ramo C na hora 12 tanto na fase B como na fase C encontra-se fora dos limites de operação da rede. Comparando a figura 5.27 Cima com a figura 5.27 Baixo verifica-se que nesta hora tanto na fase B como na fase C o perfil de tensão desceu ligeiramente, mas encontra-se fora dos limites de operação da rede. Este problema ocorre devido as baterias terem baixa potência. O fenómeno do aumento de tensão é pior à medida que nos afastamos do PT, devido à natureza resistiva das redes de distribuição BT, logo este fenómeno provoca um aumento ainda maior dos perfis de tensão na extremidade da rede, conforme se pode verificar na figura 5.27 Cima no nó 25, pois este nó é um nó que fica na extremidade da rede. Outro fator para a fase C ter um perfil elevado de tensão prende-se na quantidade de potência ativa instalada nas unidades de  $\mu G$  ao longo do ramo. Logo verifica-se que no ramo C a fase A tem menos potência instalada nas unidades de  $\mu G$  enquanto que a fase C tem mais potência ativa instalada nas unidades de  $\mu G$ .

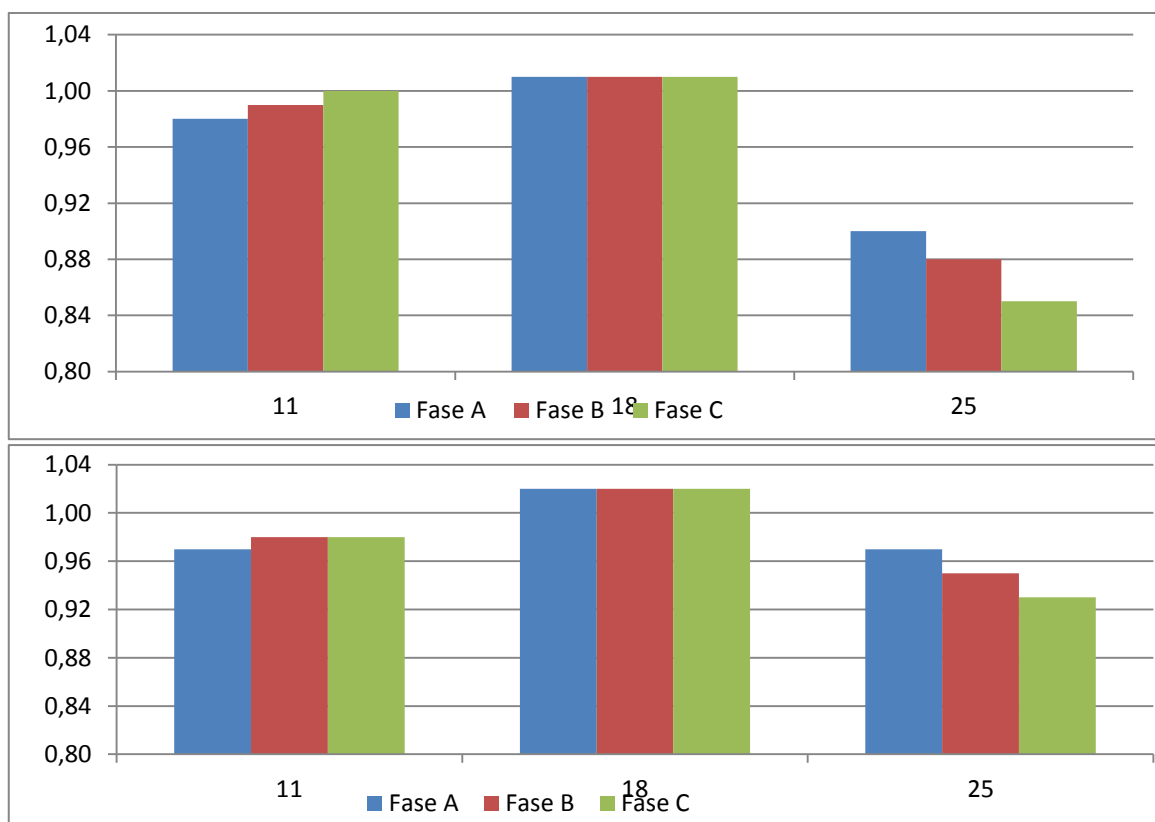
Os perfis de tensão ao longo da rede superam o limite superior de operação da rede em muitas fases, assim como exemplo será apresentado na Tabela 5.20 os nós e fases cujo perfil de tensão se situou acima de 1.1 p.u. na hora 12 após introdução de baterias em 25% da rede.

**Tabela 5.20** - Perfis de tensão acima de 1.1 na hora 12 p.u. após introdução de baterias em 25% da rede.

Nó	Fase	Tensão hora 12 (p.u.)
11	C	1.12
12	B	1.13
17	A	1.13
	C	1.12
18	C	1.14
19	B	1.17
21	B	1.13
23	B	1.11
24	C	1.12
25	C	1.17
26	B	1.18
	C	1.11
27	B	1.12
28	B	1.13
29	C	1.15
30	B	1.18
	C	1.12
31	B	1.15
32	B	1.14
33	B	1.15

Após análise da Tabela 5.20 verifica-se que a rede encontra-se muito sobrecarregada na fase B dos diversos nós devido a estar mais vezes com perfil de tensão acima de 1.1 p.u. O nó 18 fase C e o nó 25 fase B apresentam um perfil elevado de tensão devido aos dois estarem no mesmo ramo e devido ao nó 25 estar afastado do PT. Verifica-se também que a fase B do nó 26 e a fase B do nó 30 se encontrarem com perfil mais elevado de toda a rede devido a estarem mais afastados do PT e terem ao longo do ramo uma carga elevada de unidades de  $\mu\text{G}$ . Devido as baterias terem baixa potência, não conseguem armazenar uma grande parte da energia gerada e não consumida, não tendo mais possibilidade de fazer a gestão técnica a fim de evitar os impactos que provoca a introdução massiva de unidades de  $\mu\text{G}$  na rede de distribuição BT.

A Figura 5.28 apresenta os perfis de tensão ao longo do ramo C na hora 20.



**Figura 5.28 - Esquerda:** Perfis de tensão ao longo do ramo C na hora 20 sem baterias. **Direita:** Perfis de tensão ao longo do ramo C na hora 20 após introdução de baterias em 25% das instalações.

Analisando a Figura 5.28 verifica-se que os perfis de tensão na hora 20 no ramo C após introdução de baterias subiram nas fases B e C, devido à injeção de energia pelas baterias para alimentar o consumo. Assim, na fase C após introdução de baterias o perfil de tensão ficou dentro dos limites de operação do sistema conforme se pode observar pela Figura 5.28 Baixo. Em oposição, na fase A o perfil de tensão desceu, isto deve-se ao desequilíbrio existente na rede de distribuição. As baterias conseguem trazer benefício na hora 20 para a rede de distribuição, pois permitem regular os perfis de tensão a essa hora.

Na rede toda após inserção de baterias em 25% das instalações, não houve fases com perfil de tensão abaixo de 0.9 p.u.

Após inserção de baterias em 25% das instalações ainda existem muitos nós e fases com perfil de tensão acima de 1.1 p.u. No próximo caso será analisado o comportamento da rede após inserção de baterias em 50% das instalações tendo em atenção a estratégia descrita em 4.5.

### Caso 2.b) Presença de baterias em 50% das instalações

Para o cenário em que se insere a presença de baterias em 50% das instalações da rede, a Tabela 5.8 identifica os nós e fases específicas onde foi considerada a integração destes elementos. Na tabela 5.8 só são apresentados os nós onde se adicionou mais baterias até perfazer 50% das instalações, mas o estudo foi efetuado tendo em consideração também os nós da Tabela 5.5.

Na Figura 5.29 é apresentado o fluxo de energia numa bateria ao longo do dia sem ativação do controlo de tensão. A bateria escolhida foi a do nó 19 na fase A com energia de 4.32 kWh.

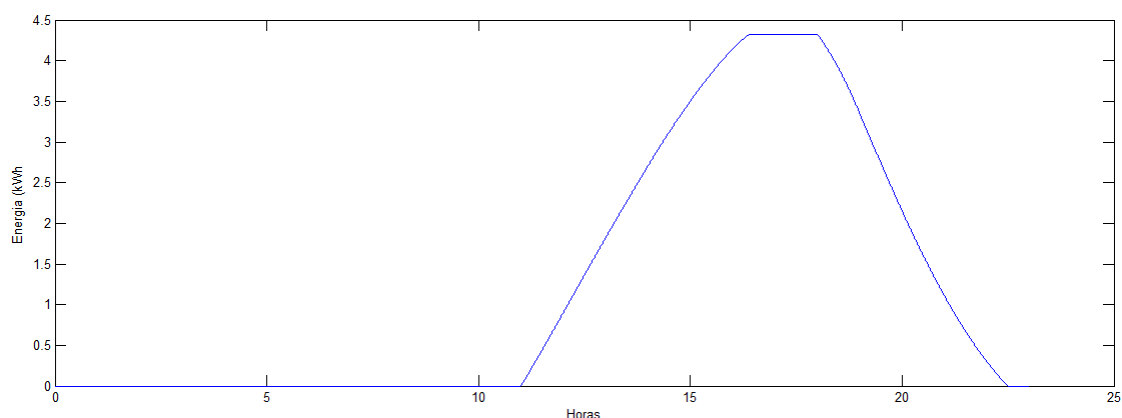


Figura 5.29 - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia.

Analisando a Figura 5.29, verifica-se que a bateria inicia o seu processo de carga a partir das 11h, pois o perfil de tensão nesta fase até às 11h não alcançou 1.09 p.u. A bateria carrega até depois das 15h, absorvendo 50% do excesso de energia produzida e não consumida. Em termos de regulação dos perfis de tensão, esta potência da bateria não permite regular os perfis de tensão devido a não ter capacidade energética para absorver parte do excesso de energia que provoca esta subida dos perfis de tensão nas horas de maior exposição solar.

A Figura 5.30 apresenta a comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada na fase C do nó 11. Esta fase tem uma bateria com 5.4 kWh de energia.

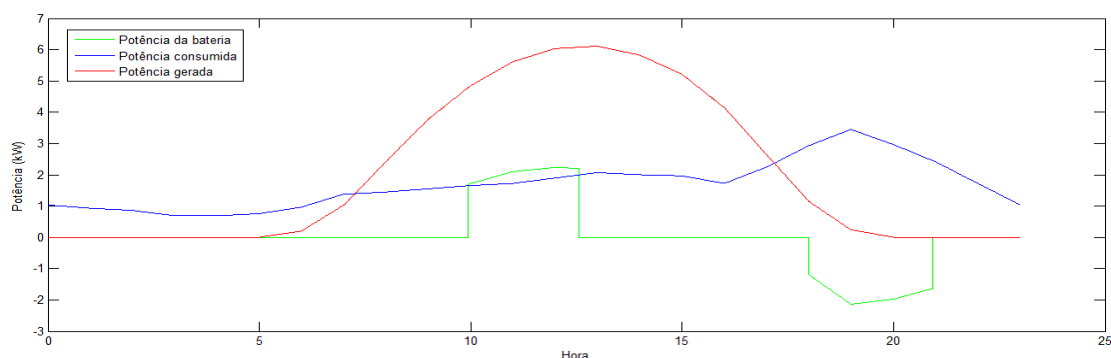
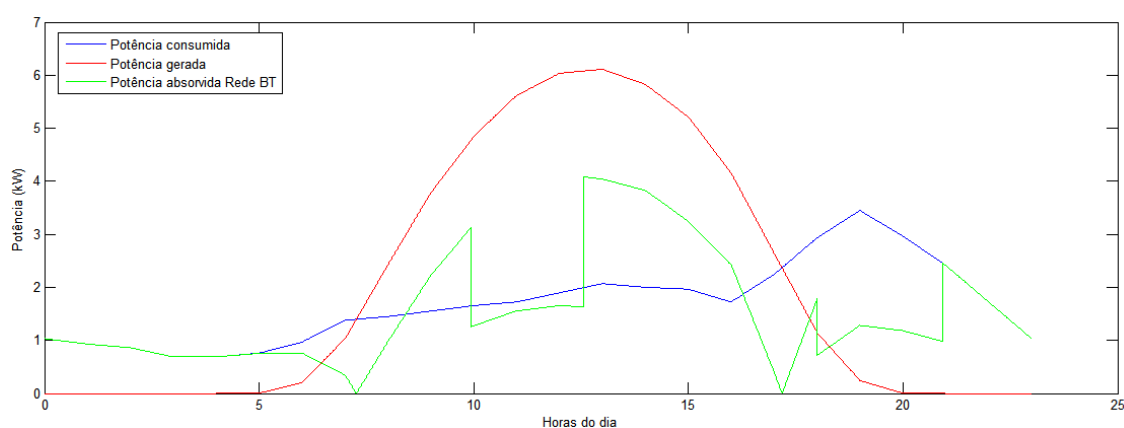


Figura 5.30 - Comparação entre potência da bateria, potência consumida, potência gerada no nó 11 na fase C.

Analisando a Figura 5.30, verifica-se que a bateria inicia o carregamento perto das 10h e termina antes das 12h, não podendo efetuar a gestão dos perfis de tensão nas horas de maior exposição solar. Tendo em conta esta limitação devido à bateria não ter capacidade de absorver parte do excesso de energia gerado e não consumido, o benefício é mais para os clientes domésticos na medida de poderem recorrer ao armazenamento de energia nas horas de maior geração, que será descarregada nas horas de maior consumo, a partir das 18h até as 21h conforme mostra a Figura 5.30 e assim permite uma poupança na fatura energética. O perfil de tensão só é regulado nas horas de maior consumo ficando a bateria totalmente descarregada pouco antes das 21h e preparada para um novo ciclo diário.

Na Figura 5.31 apresenta a comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida da rede no nó 11 na fase C.



**Figura 5.31** - Comparação entre potência gerada, potência consumida e potência absorvida da rede no nó 11 na fase C.

Analisando a Figura 5.31 em comparação com a Figura 5.30 verifica-se o correto funcionamento da bateria. Pouco antes das 10h a bateria inicia o processo de armazenamento de energia, assim 60% do excesso de energia não consumido não é enviado para a rede de distribuição pois é armazenado na bateria enquanto a mesma tiver capacidade de armazenamento. A partir das 18h não é necessário absorver a totalidade da energia à rede de distribuição até pouco antes das 21h devido à descarga da bateria cobrir 60% do consumo, permitindo uma poupança na fatura de energia aos clientes domésticos.

A Tabela 5.21 apresenta os fluxos de potência na bateria que se encontra no nó 11 na fase C nas horas de maior geração.

**Tabela 5.21** - Fluxo de potência ativa na bateria nas horas de maior geração.

<b>Horas</b>	<b>Potência (kW)</b>
12	2.23
13	0
14	0
15	0

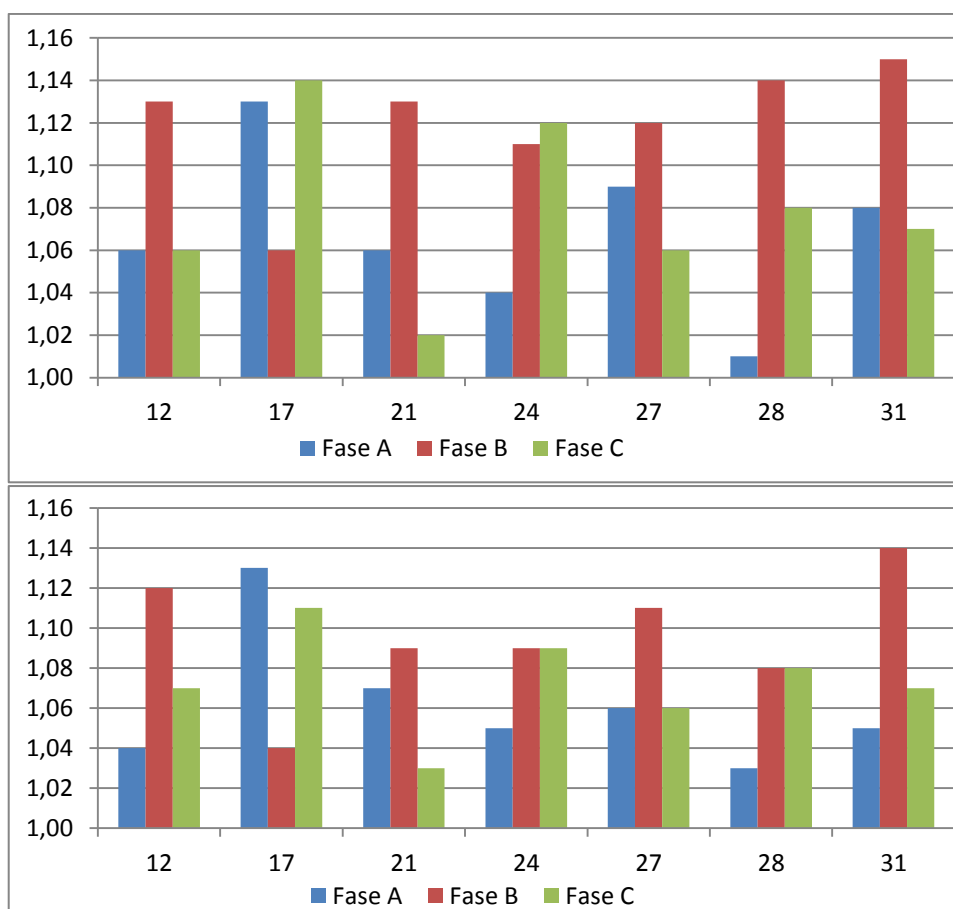
Analisando a Tabela 5.21 verifica-se que às 13h a bateria já não armazena nenhuma energia devido a ter atingido a capacidade total antes dessa hora. A Tabela 5.22 apresenta os fluxos de potência na bateria que se encontra no nó 11 na fase C nas horas de maior consumo.

**Tabela 5.22** - Fluxo de potência ativa na bateria nas horas de maior consumo.

<b>Hora</b>	<b>Potência (kW)</b>
18	1.19
19	2.14
20	1.97
21	0

Na Figura 5.32 são apresentados os perfis de tensão para os nós que se encontram na Tabela 5.8 na hora 12.





**Figura 5.32 - Cima:** Perfis de tensão na hora 12 para os nós que se encontram na Tabela 5.8 sem baterias. **Baixo:** Perfil de tensão para os nós que se encontram na Tabela 5.8 na hora 12 após introdução de baterias em 50% das instalações.

Analisando a Figura 5.32 verifica-se que os perfis de tensão na hora 12 após introdução de baterias desceram ligeiramente em todas as fases e nós atrás especificados, o perfil de tensão desceu (Figura 5.32 Baixo) pois uma percentagem do excesso de energia gerada e não consumida foi armazenada nas baterias. Comparando a Figura 5.32 Baixo com a Figura 5.32 Cima, verifica-se que na Figura 5.32 Baixo após introdução de baterias os perfis de tensão em alguns nós situam-se dentro dos limites de operação. Assim mais uma vez verifica-se o funcionamento correto da bateria. Verificou-se também que em alguns nós o perfil de tensão ficou dentro dos limites de operação do sistema mas ainda não chegou para efetuar a regulação dos perfis de tensão nas horas de maior geração. Esta energia armazenada será descarregada ao final do dia, quando o consumo for elevado.

Para exemplificar apresenta-se na Tabela 5.23 os nós e as fases que se encontram com o perfil de tensão acima de 1.1 p.u. na hora 12.

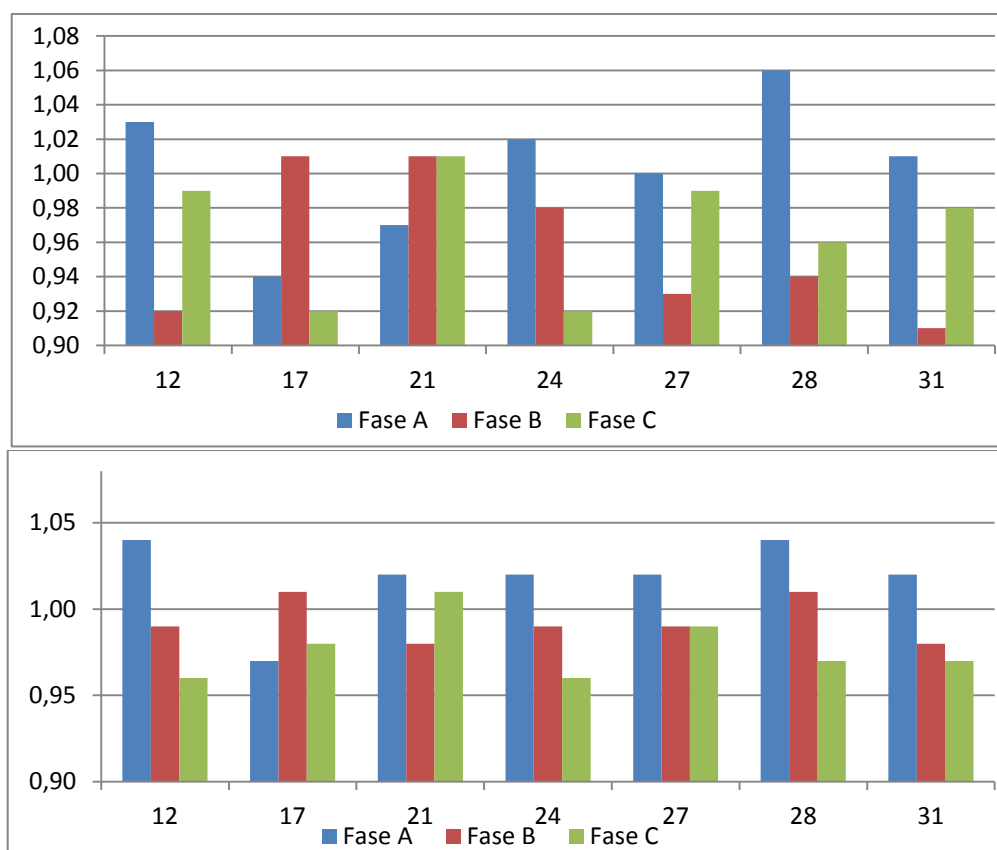
**Tabela 5.23** - Nós e fases com perfil acima dos limites de operação da rede de distribuição após introdução de baterias em 50% da rede.

Nós	Fases	Tensão hora 12
		(p.u.)
11	C	1.12
12	B	1.12
16	C	1.13
17	A	1.13
	C	1.11
18	C	1.14
19	B	1.16
	C	1.11
25	C	1.17
26	B	1.17
	C	1.11
27	B	1.11
29	C	1.13
30	B	1.17
	C	1.13
31	B	1.14
33	B	1.14

Comparando a Tabela 5.20 com a Tabela 5.23 verifica-se que diminuíram os nós cujos perfis se situam acima de 1.1 p.u. devido à introdução progressiva de baterias na rede de distribuição.

Na Tabela 5.23 verifica-se que os perfis de tensão começam a subir quando as baterias chegam à sua capacidade de armazenamento máxima e assim deixam de poder absorver mais energia. Verifica-se mais uma vez que a fase B é a fase mais carregada de toda a rede de distribuição. A fase C do nó 25, a fase B do nó 26 e a fase B do nó 30 são as que apresentam um perfil de tensão mais elevado devido a estarem mais afastadas do PT. A fase B do nó 26 além de estar afastada do PT tem nessa fase uma unidade de  $\mu G$  com  $P_i$  de 10.35 kW contribuindo desse modo para o aumento do perfil de tensão.

Na Figura 5.33 são apresentados os perfis de tensão para os nós que se encontram na Tabela 5.8 para a hora 20.



**Figura 5.33 - Cima:** Perfil de tensão na hora 20 para os nós que se encontram na Tabela 5.8 sem introdução de baterias. **Baixo:** Perfis de tensão na hora 20 para os nós que se encontram na Tabela 5.8 após introdução de baterias em 50% das instalações.

Analisando a Figura 5.33, verifica-se que os perfis de tensão após introdução de baterias nos nós em questão (Figura 5.33 Baixo) subiram todos devido à descarga das baterias nas horas de maior consumo. O nó 30 na fase C encontra-se com o perfil de tensão a 0,89 p.u., esta fase deste nó ainda não teve baterias colocadas, assim face à natureza desequilibrada e resistiva da rede de distribuição nesta hora o perfil situou-se abaixo de 0,9 p.u. No caso seguinte será alvo de análise o ramo onde se encontra o nó 30.

Nas horas de maior geração, na rede de distribuição os perfis de tensão só descem em alguns instantes até se atingir a capacidade total de armazenamento da bateria nos nós onde existem baterias colocadas. Após se atingir a capacidade total das baterias, os perfis de tensão sobem em demasia enquanto a geração for maior que o consumo. O benefício é só para os clientes domésticos pois permite baixar a fatura energética nas horas de maior consumo devido à descarga das baterias permitir cobrir uma percentagem do consumo.

Assim, verifica-se que nas horas de maior geração as baterias não conseguem absorver parte da energia gerada e não consumida de modo a poder fazer a gestão técnica da rede de distribuição. Esta gestão técnica só é feita nas horas de maior consumo (18h até as 21h), pois parte da energia que vai cobrir o consumo é suficiente para gerir os baixos perfis de tensão nas fases que ocorrem a essas horas. Este caso ainda apresenta fases com o perfil de tensão acima do limite superior técnico de operação da rede de distribuição.

A seguir são introduzidas baterias nos nós e fases até atingir 75% das instalações.

### Caso 2.c) Presença de baterias em 75% das instalações

Para o Cenário em que é inserida a presença de baterias em 75% das instalações da rede, a Tabela 5.11 identifica os nós e fases específicas onde foi considerada a integração destes elementos. Na tabela 5.11 só são apresentados os nós onde se adicionou mais baterias até perfazer 75% das instalações, mas o estudo foi efetuado tendo em consideração também os nós da Tabela 5.5 e da Tabela 5.8.

A Figura 5.34 apresenta o fluxo de energia na bateria ao longo do dia aplicada ao nó 30 fase C. A energia da bateria é de 6.48 kWh.

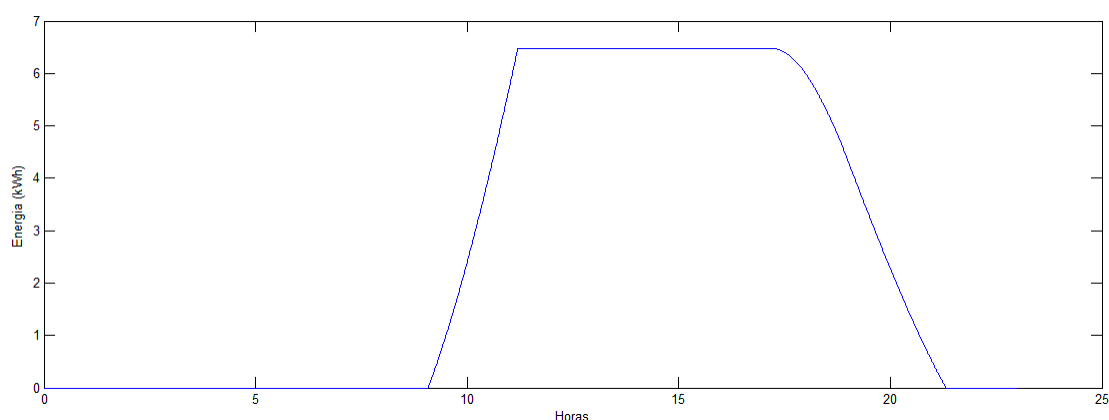
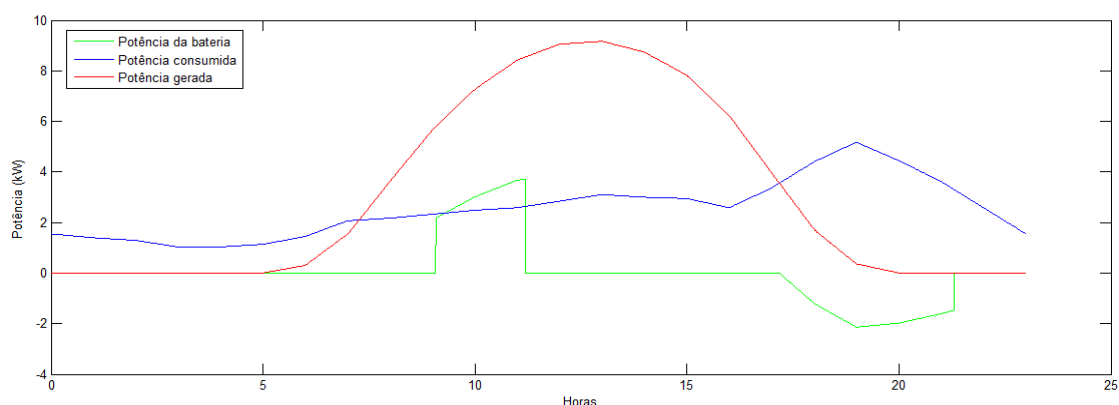


Figura 5.34 - Fluxo de energia na bateria ao longo do dia.

A Figura 5.37 mostra o correto funcionamento da bateria, pois o início do armazenamento ocorre perto das 9h devido ao controlo de tensão atuar para esta fase neste nó. Assim devido à potência instalada na unidade de  $\mu G$  (10.35 kW), a bateria inicia o seu carregamento muito cedo atingindo a capacidade total antes das 12h, não tendo mais capacidade de armazenar energia nas horas de maior exposição solar. Mais uma vez verifica-se que não existe benefício para a rede de distribuição com a introdução deste tipo de baterias de baixa capacidade energética. A descarga é efetuada pouco depois das 17h devido à estratégia proposta e aqui verifica-se que existe benefício tanto para clientes domésticos como para a rede de distribuição. O benefício para a rede de distribuição é que permite aumentar o perfil de tensão nas horas de maior consumo (entre as 18 e as 21h) conforme apresenta a Figura 5.38. Como benefício para clientes domésticos pois permite uma redução na fatura energética na medida que a descarga da bateria permite cobrir 40% do consumo. A bateria inicia o seu ciclo novamente descarregada.

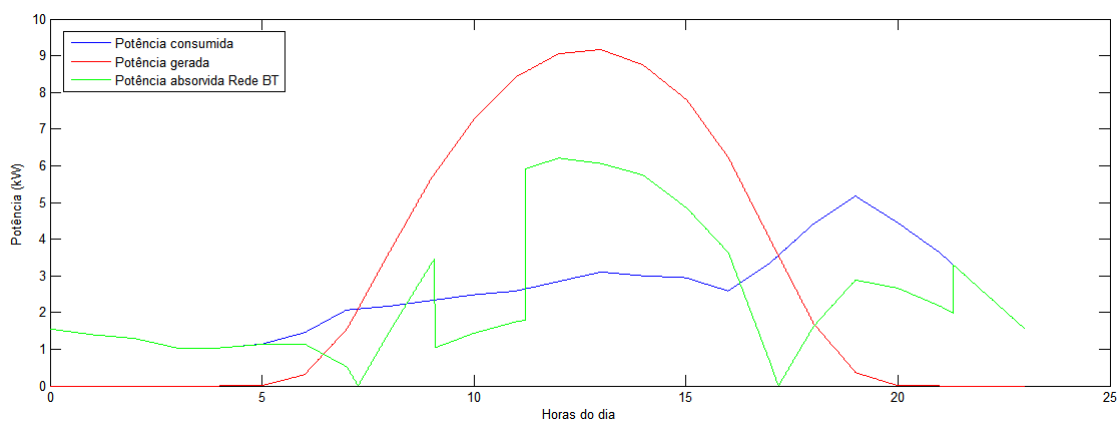
A Figura 5.35 apresenta a comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 30 na fase C.



**Figura 5.35** - Comparação entre potência da bateria, potência consumida e potência gerada no nó 30 na fase C.

Analisando a Figura 5.35 verifica-se que nas horas de maior exposição solar a bateria não tem capacidade para regular perfis de tensão pois termina o carregamento antes das 12h. Mas por outro lado ao final do dia a mesma tem capacidade de descarga para permitir uma regulação dos perfis de tensão e ao mesmo tempo reduzir a fatura energética dos clientes domésticos ao permitir cobrir 40% do consumo.

A Figura 5.36 apresenta a comparação entre a potência consumida, potência gerada e potência absorvida da rede no nó 30 na fase C.



**Figura 5.36** - Comparação entre potência consumida, potência gerada e potência absorvida da rede no nó 30 na fase C.

Analisando a Figura 5.35 e a Figura 5.36 verifica-se mais uma vez o correto funcionamento da bateria, pois armazena energia nas horas de maior geração, indo descarregar essa energia nas horas de maior consumo. Assim, e analisando a Figura 5.36 quando a bateria inicia o seu processo de carga, há um abaixamento da potência que sai para a rede de distribuição, permitindo uma redução dos perfis de tensão enquanto dura o processo de carga. Logo que a bateria esgota a capacidade total, verifica-se um grande aumento da potência de saída para rede de distribuição (perto das 12h), fazendo assim aumentar os perfis de tensão. A partir das 17h verifica-se que existe uma atenuação da potência pedida à rede de distribuição, pois a bateria permite cobrir 40% do consumo e assim faz com que os perfis de tensão enquanto

houver descarga da bateria estejam dentro dos limites de operação da rede. Logo existe benefício para os clientes domésticos, pois eles não necessitam de pedir a totalidade da energia à rede de distribuição e permite que baixem a sua fatura energética.

A Tabela 5.24 apresenta os fluxos de potência ativa na bateria nas horas de maior produção.

**Tabela 5.24** - Fluxo de potência ativa na bateria nas horas de maior produção.

<b>Horas</b>	<b>Potência (kW)</b>
12	0
13	0
14	0
15	0

Fazendo uma análise da Tabela 5.24 verifica-se que nas horas de maior geração a bateria já esgotou a capacidade de armazenamento, não permitindo regular os perfis de tensão nas horas de maior exposição solar. Devido à baixa capacidade da bateria face à  $\mu G$  existente, às 12h já não há armazenamento possível.

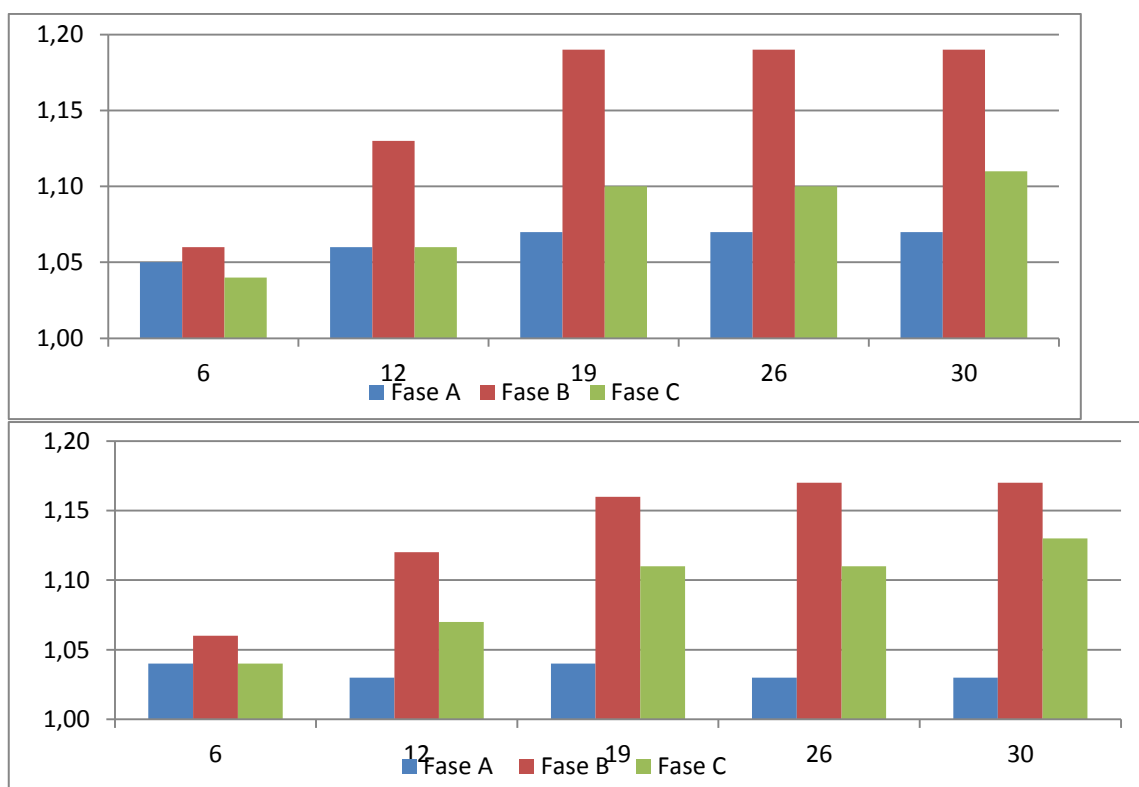
A Tabela 5.25 apresenta os fluxos de potência ativa na bateria nas horas de maior consumo.

**Tabela 5.25** - Fluxo de potência ativa na bateria nas horas de maior consumo.

<b>Hora</b>	<b>Potência (kW)</b>
18	1.20
19	2.14
20	1.97
21	1.60

Analisando a Tabela 5.25 verifica-se que nas horas de maior consumo a bateria pode regular os perfis de tensão conforme já abordado anteriormente e ao mesmo tempo beneficia os consumidores domésticos permitindo uma descida na fatura energética.

A Figura 5.37 apresenta os perfis de tensão ao longo do ramo D na hora 12.



**Figura 5.37 - Cima:** Perfis de tensão na hora 12 ao longo do ramo D sem baterias. **Baixo:** Perfil de tensão ao longo do ramo D na hora 12 após introdução de baterias em 75% das instalações.

Analisando a Figura 5.37 verifica-se que após introdução de baterias, na hora 12 o perfil de tensões desceu ligeiramente em todas as fases, sendo mais notória a descida na fase A. Verifica-se que os perfis de tensão ao longo do ramo D vão saindo fora do limite de operação da rede à medida que os nós se afastam do PT. As baterias carregam a energia excedente produzida que não é consumida, mas na hora 12 algumas baterias instaladas em nós com unidades de  $\mu G$  com maior capacidade instalada podem não se encontrar a armazenar devido a terem esgotado a sua capacidade total de armazenamento. Verifica-se na Figura 5.37 Baixo que as fases B e C situadas nos nós mais afastados do PT, o perfil de tensão vai aumentando e situam-se acima dos limites de operação da rede devido à natureza resistiva da rede e também devido à capacidade instalada de  $\mu G$  nas respetivas fases ao longo do ramo ser elevada. Quanto mais potência instalada nas unidades de  $\mu G$ , maiores os perfis de tensão.

A Tabela 5.26 apresenta os nós e fases que se encontram com os perfis de tensão acima de 1.1 p.u. na hora 12 após introdução de baterias em 75% das instalações. Na rede de distribuição existem mais fases com perfil de tensão acima de 1.1 p.u. em diversas horas do dia, com predominância dos maiores perfis de tensão nas horas de maior geração.

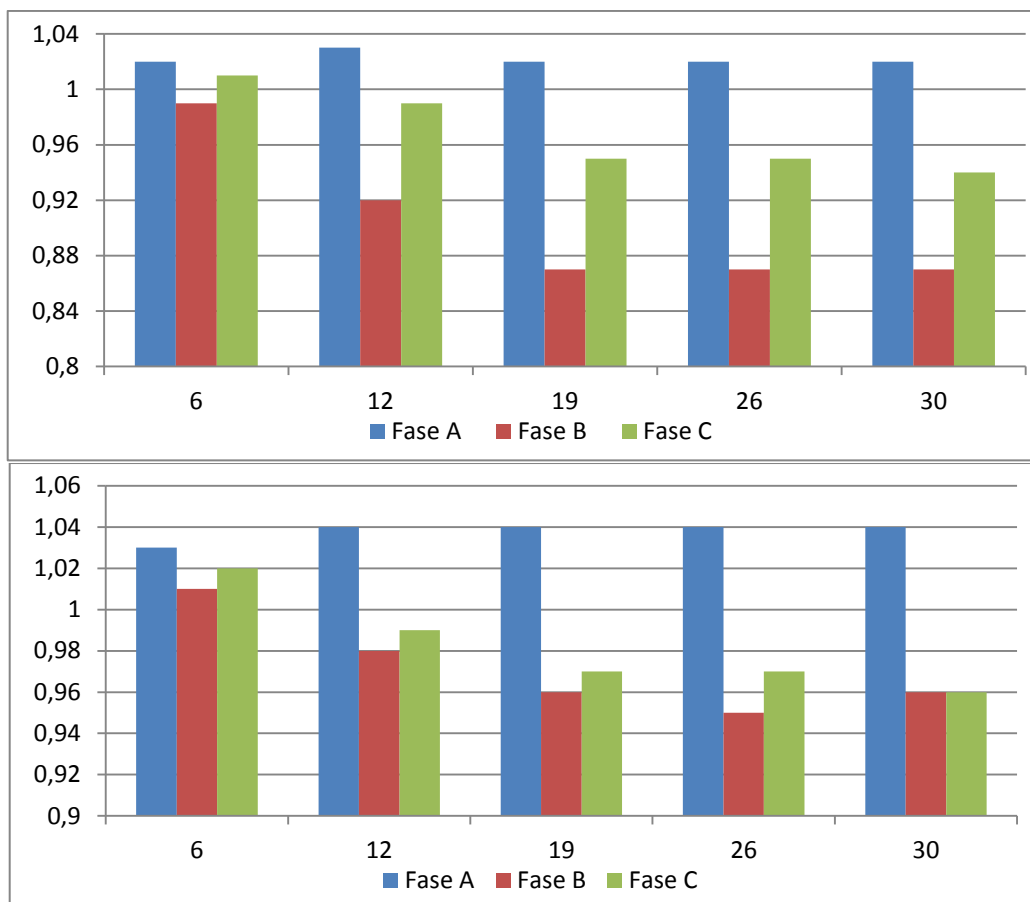
**Tabela 5.26** - Nós e fases com perfil de tensão acima de 1.1 p.u. na hora 12 após inserção de baterias em 75% das instalações na hora 12.

Nós	Fases	Tensão hora 12
		(p.u.)
11	C	1.12
12	B	1.12
17	A	1.13
	C	1.11
18	C	1.14
19	B	1.16
	C	1.11
25	C	1.17
26	B	1.17
	C	1.11
29	C	1.13
30	B	1.17
	C	1.13
31	B	1.14
33	B	1.14

Analisando a Tabela 5.26 verifica-se novamente que os perfis de tensão nos nós que se situam no extremo da rede são os que apresentam os piores perfis de tensão devido ao efeito resistivo da rede de distribuição BT ir potencializar esta subida dos perfis de tensão. Comparando a Tabela 5.23 com a Tabela 5.26, verifica-se que os nós 16 e 27 já não se encontram na lista como estando as 12h com os perfis de tensão acima dos limites de operação da rede. Mesmo assim houve nós e fases que superaram e bastante o limite superior de operação da rede, assim este tipo de baterias de baixa potência e energia não pode regular os perfis de tensão nas horas de maior  $\mu G$  devido a não terem capacidade de armazenamento dessa energia em excesso. Logo o único benefício é para os clientes domésticos pois podem armazenar parte da energia em excesso que não é consumida, indo descarregar esta energia ao final do dia, baixando assim a sua fatura energética.

A Figura 5.38 apresenta os perfis de tensão ao longo do ramo D na hora 20.





**Figura 5.38 - Cima:** Perfis de tensão na hora 20 ao longo do ramo D sem baterias. **Baixo:** Perfil de tensão ao longo do ramo D na hora 20 após introdução de baterias em 75% das instalações.

Comparando a Figura 5.38 Baixo com a Figura 5.38 Cima verifica-se que na Figura 5.38 Baixo os perfis de tensão aumentaram em todos os nós ao longo do ramo D devido à inserção das baterias. A energia que foi armazenada nas horas de maior geração é descarregada nas horas de maior consumo, elevando assim os perfis de tensão na rede de distribuição.

Após inserção das baterias em 75% das instalações não houve nenhuma fase com perfil de tensão abaixo de 0.9 p.u. O nó 30 na fase C aqui já se encontra com o perfil de tensão a 0.96 p.u após inserção das baterias.

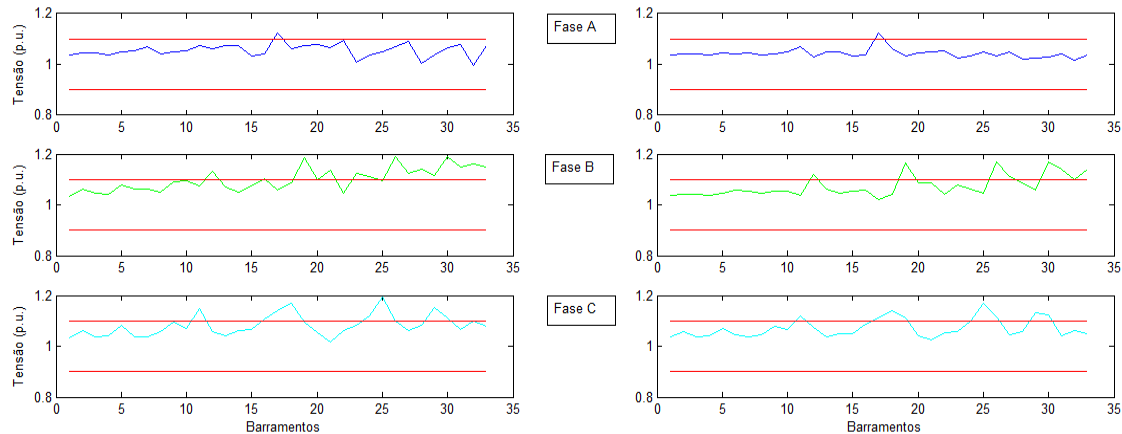
Verifica-se que nas horas de maior consumo existe benefício para a rede de distribuição, pois a descarga das baterias vai originar um aumento dos perfis de tensão, passando os mesmos a se situarem acima de 0.9 p.u. conforme a Figura 5.38 apresenta. Este benefício só ocorre para estas horas de maior consumo, pois para as horas de maior geração não existe benefício para a rede de distribuição visto esta apresentar em diversas fases perfis de tensão acima do limite técnico de operação. Para os clientes domésticos existe benefício na introdução de baterias pois a energia descarregada permite cobrir parte do consumo, baixando assim a sua fatura energética.

Neste caso ainda existem muitos nós com fases que se situam acima de 1.1 p.u., a seguir serão colocadas baterias em 100% das instalações e fez-se uma análise ao que sucede aos perfis de tensão na rede de distribuição.

### Caso 2.d) Presença de baterias em 100% das instalações

Para o Cenário em que se insere a presença de baterias em 100% das instalações da rede, a Tabela 5.14 identifica os nós e fases onde foi considerada a integração destes elementos.

Na Figura 5.39 são apresentados os perfis de tensão para toda a rede na hora 12.



**Figura 5.39 - Esquerda:** Perfis de tensão na hora 12 para a rede toda sem baterias. **Direita:** Perfil de tensão na hora 12 para toda a rede após introdução de baterias em 100% das instalações.

Analisando a Figura 5.39 verifica-se que após inserção das baterias em 100% da rede os perfis de tensão desceram em quase todos os nós da rede às 12h (Figura 5.39 Direita). Esta descida não foi suficiente para permitir que os perfis de tensão em todos os nós se mantivessem abaixo do limite superior de operação da rede. Nos nós mais afastados do PT os perfis de tensão são superiores aos demais devido à natureza resistiva das redes de distribuição potenciarem esse aumento. Logo os nós mais afastados do PT e com maior potência ativa instalada nas fases são os que esgotam a capacidade de armazenamento mais rápido e nesse sentido os perfis de tensão ficam acima dos limites técnicos conforme a Tabela 5.27 apresenta.

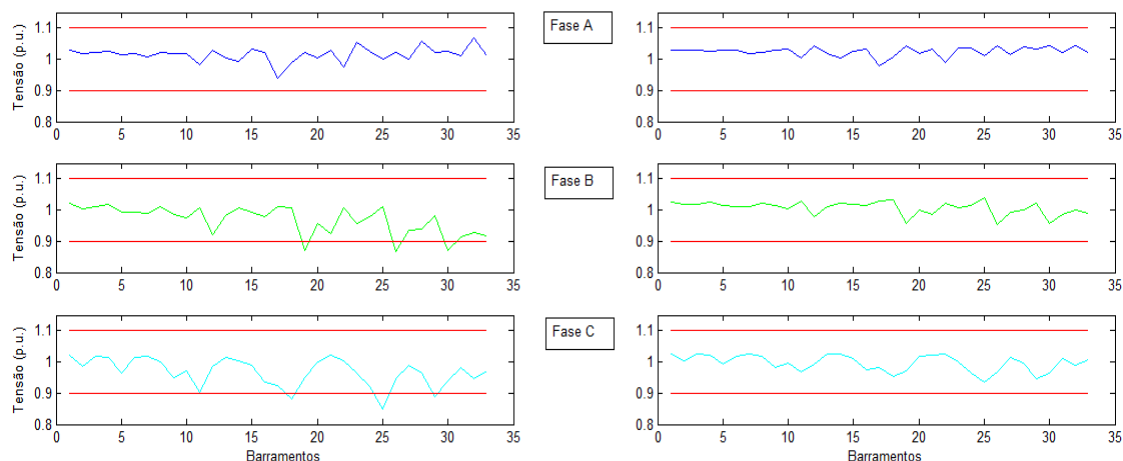
A potência das baterias utilizadas em baixa tensão nos clientes domésticos não permite regular os perfis de tensão nas horas de maior exposição solar, devido à baixa capacidade das mesmas. O benefício aqui será para os clientes domésticos, pois permitem armazenar energia que será descarregada ao final do dia para cobrir uma percentagem do consumo.

**Tabela 5.27** - Nós e fases com perfil de tensão acima dos limites de operação da rede de distribuição após introdução de baterias em 100% da rede.

Nós	Fases	Tensão hora 12 (p.u.)
11	C	1.12
12	B	1.12
17	A	1.12
	C	1.11
18	C	1.14
19	B	1.17
	C	1.11
25	C	1.17
26	B	1.17
	C	1.11
27	B	1.11
29	C	1.13
30	B	1.17
	C	1.13
31	B	1.14
33	B	1.14

Analisando a Tabela 5.27 verifica-se novamente que os nós 25, 26 e 30 apresentam os maiores perfis de tensão, devido a se situarem na extremidade da rede e terem instalado unidades de  $\mu G$  com elevada potência ao longo dos ramos.

A Figura 5.40 apresenta o perfil de tensão para 100% da rede na hora 20.



**Figura 5.40 - Esquerda:** Perfis de tensão na hora 20 para a rede toda sem baterias. **Direita:** Perfil de tensão na hora 20 para toda a rede após introdução de baterias em 100% das instalações.

Analisando a Figura 5.40 verifica-se que às 20h os perfis de tensão subiram em todos os nós após a integração das baterias em toda a rede. Assim fica demonstrado que este tipo de baterias instaladas em clientes domésticos permite a regulação dos perfis de tensão nas horas de maior consumo, pois cobre uma percentagem do consumo e assim os perfis de tensão sobem situando-se em toda a rede acima de 0.9 p.u. Como benefício para os clientes domésticos pois permite uma redução na fatura energética devido à descarga da bateria ir cobrir uma percentagem do consumo.

## 5.5 Sumário e Principais Conclusões

Neste capítulo fez-se o estudo da rede de distribuição BT com a introdução de baterias na rede de distribuição. Inicialmente comparou-se a operação da rede antes da introdução de unidades de  $\mu G$  e após a introdução de unidades de  $\mu G$  face a dois cenários distintos:

Cenário 1 - os consumidores instalam sistemas FV com potência igual a 50% da respetiva potência contratada;

Cenário 2 - os consumidores instalam sistemas FV com potência igual à respetiva potência contratada.

No cenário 1 verificou-se que não há qualquer tipo de problema para a rede de distribuição nas horas de maior exposição solar. O único problema apresentado era que nas horas de maior consumo (entre 18h e as 21h) havia algumas fases que devido à potência consumida ser elevada e situando-se nos extremos da rede os perfis de tensão ficavam abaixo do limite técnico de operação (0.9 p.u.). Como resultado da instalação de baterias, verificou-se benefícios tanto para clientes domésticos como para a rede no que diz respeito à regulação dos perfis de tensão nas horas de maior consumo, pois em nenhum nó se situou abaixo de 0.9 p.u. Para os clientes domésticos houve o benefício de poderem ter o autoconsumo com armazenamento de energia. Ficou demonstrado que este tipo de baterias instaladas no Cenário 1 para clientes domésticos trás vantagens importantes para a operação da rede de distribuição BT.

No segundo cenário constatou-se que este nível de potência é muito gravoso para a rede de distribuição, pois nas horas de maior geração há muitas fases que violam o limite superior técnico de operação do sistema. Tendo em conta este impacto na rede de distribuição criou-se uma estratégia que permite absorver apenas parte do excesso de energia que não é consumida. Verificou-se que as baterias colocadas nos clientes domésticos não permite efetuar uma regulação total dos perfis de tensão nas horas de maior geração, pois as que foram selecionadas não têm capacidade de armazenamento suficiente para absorver parte da energia que provoca o aumento significativo dos perfis de tensão. Constatou-se também que as fases mais carregadas com unidades de  $\mu G$  apresentam perfis de tensão elevados assim como as fases que se situam nos nós mais afastados do PT devido ao perfil resistivo da rede de distribuição de BT. A única possibilidade de regulação dos perfis de tensão no Cenário 2 é ao final do dia (entre 18h e 21h) pois quando o consumo é muito elevado e a geração praticamente nula, os perfis de tensão em algumas fases ficam abaixo de 0.9 p.u. Colocando baterias em toda a rede estas permitem descarregar nessas horas de maior consumo indo cobrir uma percentagem desse consumo e elevando assim os perfis de tensão para valores aceitáveis de operação do sistema. As vantagens para os clientes domésticos são a redução da fatura energética visto ao final do dia as baterias irem cobrir parte do consumo.

Como nota final se no Cenário 2 se pretender regular os perfis de tensão nas horas de maior geração, torna-se necessário ter baterias com muito maior capacidade de armazenamento de energia para poder armazenar o excesso de energia que provoca o aumento significativo dos perfis de tensão nas horas de maior exposição solar.



## Capítulo 6

### Conclusões e trabalhos futuros

#### 6.1 Conclusões

Com aumento de consumidores/produtores da sua própria energia, verifica-se que há um aumento significativo de unidades de  $\mu G$  em redes tipicamente resistivas. Este aumento de unidades FV se não forem controladas podem provocar impactos na rede do qual se destaca o aumento dos perfis de tensão.

Assim a presente dissertação consistiu em identificar potenciais benefícios que resultem da integração progressiva de dispositivos de armazenamento de energia (baterias) em cenários de forte penetração de unidades de  $\mu G$ . Foi dada particular importância ao benefício para a rede de distribuição BT e para clientes domésticos desta integração progressiva de dispositivos de armazenamento de energia ao nível dos perfis de tensão devido aos problemas que ocorrem após introdução massiva de unidades de  $\mu G$ .

Um primeiro cenário consistiu na integração progressiva de baterias na rede de distribuição com unidades de  $\mu G$  com potência ativa instalada com metade da potência contratada. Antes de se colocar as baterias verificaram-se os perfis de tensão em toda a rede e constatou-se que nas horas de maior produção de energia e baixo consumo não há problemas de integração deste nível de potência, pois a rede de distribuição pode absorver este aumento de energia na rede com subida dos perfis de tensão, mas estes situam-se abaixo de 1.1 p.u. Às 20h verifica-se que em alguns nós, principalmente os mais afastados da rede os perfis de tensão situavam-se abaixo do limite de operação da rede BT. Assim a estratégia para a carga das baterias foi logo que a diferença entre a geração e o consumo é superior a zero é iniciado o carregamento das baterias, indo descarregar essa energia armazenada ao final do dia, quando o consumo é alto e a geração praticamente nula. Permite contribuir para ajustar esses perfis de tensão que se encontram fora dos limites mínimos de operação do sistema. Na descarga, se a potência instalada é de 5.18 kW, a descarga inicia-se a partir das 17h mas só quando  $(P_g - P_c) < 0$ , para as outras potências instaladas a descarga inicia-se a partir das 18h.

Assim verificou-se que com a integração progressiva das baterias na rede BT, este problema dos perfis de tensão abaixo do limite mínimo de operação ficavam resolvidos. A inserção de baterias potenciou o autoconsumo e permitiu contribuir para a gestão técnica da rede ao final do dia, quando a mesma apresentava problemas significativos. Verificou-se também que as perdas ativas diminuía à medida que as baterias eram integradas na rede. Estas perdas são perdas globais que têm em conta as perdas nos condutores fase e neutro e perdas devido ao rendimento das baterias de cada consumidor

Um segundo cenário criado teve como base o aumento da potência ativa instalada nas unidades de  $\mu G$  para terem igual potência à contratada. Este foi um aumento massivo de potência nas unidades de  $\mu G$ . Assim, como no cenário 1, antes de se colocarem baterias verificou-se os perfis de tensão em toda a rede de distribuição. Constatou-se que o aumento massivo de unidades de  $\mu G$  trazia consequências gravosas para a rede, pois a partir das 9h já havia muitas fases com os perfis de tensão acima dos limites técnicos de operação do sistema (1.1 p.u.). Estas fases situavam-se quase todas no fim da rede ou com a fase muito carregada de  $\mu G$  ao longo dos ramos. Este aumento massivo de unidades de  $\mu G$  aliado às redes fortemente resistivas (R tem predominância face a X) faz com que os perfis de tensão subam em demasia à medida que nos afastávamos mais do PT. Verificou-se o mesmo problema dos perfis de tensão nas horas de maior consumo (18h às 20h), com os perfis de tensão a ficarem abaixo de 0.9 p.u. em algumas fases mais afastadas do PT.

Para combater este problema foi necessário proceder à integração progressiva de baterias nos clientes domésticos e verificar se os perfis de tensão eram corrigidos. Assim a estratégia adotada foi sempre que os perfis de tensão numa determinada fase de um determinado nó chegasse a 1.09 p.u., as baterias armazenam uma parte do excedente de produção que é gerado e não é consumido. O valor escolhido de 1.09 foi para dar uma margem de segurança à rede de distribuição. Esta verificação dos perfis de tensão tem origem num nível hierárquico superior, ao nível das *Smart Grids*, podendo esta verificação dos perfis de tensão situar-se no PT ou na subestação. Se o perfil de tensão não chegar a 1.09 p.u., então o carregamento das baterias efetua-se a partir das 11h por ser a hora que começa a haver um aumento significativo de exposição solar permitindo assim o armazenamento de uma percentagem da energia excedente gerada e não consumida. Assim se não for atingido 1.09 p.u. é ativado o controlo local e iniciado o carregamento as 11h. Verificou-se que as baterias colocadas nos clientes domésticos não permitem a regulação dos perfis de tensão nas horas de maior exposição solar, devido à baixa capacidade das mesmas. Em alguns nós mais afastados do PT às 12h algumas baterias já se encontravam completamente carregadas não permitindo acumular mais energia. Ao final do dia (18 até 21h) a descarga das baterias permite efetuar a regulação dos perfis de tensão pois vão cobrir uma determinada percentagem do consumo, fazendo os perfis de tensão situarem-se acima de 0.9 p.u. Neste cenário específico, mostrou-se que as baterias potenciam o autoconsumo com armazenamento, fazendo baixar a fatura energética dos clientes domésticos, mas não permite a regulação dos perfis de tensão nas horas de maior exposição solar. Assim para se efetuar a regulação dos perfis de tensão são necessárias baterias com bastante maior capacidade energética para permitir absorver uma parte significativa do excesso de produção que não é consumida.

Comparando o primeiro cenário com o segundo cenário, verifica-se que este último é muito mais gravoso em termos de operação da rede de distribuição BT, pois o perfil de tensão encontra-se bastante acima do limite de operação do sistema. Assim no segundo cenário para



haver regulação dos perfis de tensão são necessárias baterias com bastante mais capacidade de armazenamento de energia para efetuar a gestão técnica da rede. Em ambos os cenários as baterias permitiram regular os perfis de tensão ao final do dia, e iniciam o seu ciclo totalmente descarregadas.

Após este estudo verifica-se que no cenário 2 para as baterias escolhidas não é possível efetuar a regulação dos perfis de tensão nas horas de maior exposição solar. Se se pretender regular os perfis de tensão são necessárias baterias com maior capacidade de armazenamento.

Pelo exposto pode-se concluir que foram atingidos totalmente os objetivos a que o presente trabalho se propôs.

## 6.2 Perspetivas de trabalhos futuros

A proposta que foi apresentada na presente dissertação teve por base o papel dos dispositivos de armazenamento de energia em redes de distribuição em BT, ao avaliar o resultado de alguns consumidores domésticos instalarem progressivamente baterias controladas por estratégias propostas e avaliar o benefício do ponto de vista da rede de distribuição BT em fazer a gestão técnica da rede. Assim um possível trabalho futuro seria testar estas estratégias propostas no Cenário 1 e no Cenário 2 num ambiente real e verificar a sua viabilidade.

Uma outra proposta seria quantificar, do ponto de vista económico, os benefícios resultantes para os consumidores (tendo em consideração os custos de instalação das baterias) e potenciais benefícios na perspetiva do autoconsumo.

Uma terceira proposta seria desenvolver sistemas inteligentes a serem adotados ao nível doméstico e que possibilite a gestão da bateria e de cargas flexíveis, tendo por objetivo a maximização do autoconsumo.

Uma quarta proposta seria o desenvolvimento de uma estratégia de gestão da rede de BT segundo o paradigma das *Smart Grids*, que envolva a flexibilidade que pode ser integrada na rede pelos dispositivos de armazenamento de energia instalados a nível doméstico.



## **Anexos**

### **A.1 - Dados da rede teste**

**Tabela A - Caracterização dos ramos da rede de baixa tensão.**

Ramo	De	Para	Resistência	Reatância
			(Fase e Neutro)	(Fase e Neutro)
			[ $\Omega$ ]	[ $\Omega$ ]
1	1	2	0.0567	0.00850
2	1	3	0.0190	0.0040
3	1	4	0.0367	0.0055
4	2	5	0.0310	0.0065
5	3	6	0.0769	0.0180
6	3	7	0.0700	0.0105
7	4	8	0.0667	0.0100
8	5	9	0.0467	0.0070
9	5	10	0.1040	0.0053
10	5	11	0.2187	0.0105
11	6	12	0.2917	0.0140
12	7	13	0.0233	0.0035
13	8	14	0.1989	0.0098
14	8	15	0.1242	0.0098
15	9	16	0.0233	0.0035
16	11	17	0.2496	0.0053
17	11	18	0.0955	0.0075
18	12	19	0.0381	0.0080
19	13	20	0.1528	0.0120
20	13	21	0.4841	0.0158
21	14	22	1.2121	0.0255
22	15	23	0.2674	0.0210
23	16	24	0.0467	0.0035
24	18	25	0.1614	0.0053
25	19	26	0.0238	0.0050
26	20	27	0.1875	0.0090
27	23	28	0.9345	0.0210
28	24	29	0.1844	0.0060
29	26	30	0.0533	0.0040
30	27	31	0.2142	0.0105
31	28	32	0.3227	0.0105
32	31	33	0.1614	0.0053

**Tabela B - Potências contratadas por fase [kVA].**

<b>Potência contratada [KVA]</b>			
<b>Nó</b>	<b>Fase A</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase C</b>
2	3.45	3.45	0
5	0	0	3.45
6	3.45	0	0
7	10.35	0	0
8	0	0	6.9
9	6.9	3.45	3.45
10	3.45	10.35	0
11	3.45	0	6.9
12	3.45	3.45	0
13	6.9	3.45	3.45
16	0	6.9	0
17	10.35	0	0
18	0	3.45	3.45
19	3.45	3.45	0
20	0	3.45	3.45
21	0	6.9	0
22	10.35	3.45	3.45
23	0	0	3.45
24	0	6.9	10.35
25	0	3.45	10.35
26	0	10.35	0
27	6.9	3.45	3.45
28	0	6.9	0
29	3.45	3.45	10.35
30	0	0	10.35
31	0	6.9	0
32	0	3.45	3.45
33	0	0	3.45

**Tabela C - Potência ativa instalada nas unidades de  $\mu$ G no Cenário 1.**

<b>Potência microgeração - Cenário 1 [kW]</b>			
<b>Nó</b>	<b>Fase A</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase C</b>
2	1.73	1.73	0
5	0	0	1.73
6	1.73	0	0
7	5.18	0	0
8	0	0	3.45
9	3.45	1.73	1.73
10	1.73	5.18	0
11	1.73	0	3.45
12	1.73	1.73	0
13	3.45	1.73	1.73
16	0	3.45	0
17	5.18	0	0
18	0	1.73	1.73
19	1.73	1.73	0
20	0	1.73	1.73
21	0	3.45	0
22	5.18	1.73	1.73
23	0	0	1.73
24	0	3.45	5.18
25	0	1.73	5.18
26	0	5.18	0
27	3.45	1.73	1.73
28	0	3.45	0
29	1.73	3.45	5.18
30	0	0	5.18
31	0	3.45	0
32	0	1.73	1.73
33	0	0	1.73

**Tabela D - Potência ativa instalada nas unidades de  $\mu$ G no Cenário 2.**

Nó	Potência contratada [kW]		
	Fase A	Fase B	Fase C
2	3.45	3.45	0
5	0	0	3.45
6	3.45	0	0
7	10.35	0	0
8	0	0	6.9
9	6.9	3.45	3.45
10	3.45	10.35	0
11	3.45	0	6.9
12	3.45	3.45	0
13	6.9	3.45	3.45
16	0	6.9	0
17	10.35	0	0
18	0	3.45	3.45
19	3.45	3.45	0
20	0	3.45	3.45
21	0	6.9	0
22	10.35	3.45	3.45
23	0	0	3.45
24	0	6.9	10.35
25	0	3.45	10.35
26	0	10.35	0
27	6.9	3.45	3.45
28	0	6.9	0
29	3.45	3.45	10.35
30	0	0	10.35
31	0	6.9	0
32	0	3.45	3.45
33	0	0	3.45

**Tabela E - Percentagem de  $\mu$ G e consumo ao longo das 24h.**

<b>Hora</b>	<b>Produção (%)</b>	<b>Consumo (%)</b>
1	0	30
2	0	27
3	0	25
4	0	20
5	0	20
6	0	22
7	3	28
8	15	40
9	35	42
10	55	45
11	70	48
12	81	50
13	87	55
14	89	60
15	84	58
16	76	57
17	60	50
18	38	65
19	17	85
20	4	100
21	0	86
22	0	70
23	0	50
24	0	30



## A.2 - Dados das baterias da PIKO do tipo *Fortelion*

### Technical Data PIKO Battery Li



- Compact and expandable within the first 18 months (modular concept), various performance categories
- Powerful, efficiency and with a long life cycle up to 20 years<sup>1</sup>
- Meets the highest requirements for lithium storage
- Awarded with the ees AWARD 2015 for the advanced memory technology
- 3-level electronic protection against overcharging
- Integrated battery management system
- Communication interface with PIKO BA
- Identification of the battery status

#### Battery

Battery type		ForteLION <sup>®</sup>					
Battery technology		Lithium iron phosphate (LiFePO <sub>4</sub> )					
Number of battery modules		3	4	5	6	7	8
Total energy content (C5 <sup>2</sup> )	kWh	3.6	4.8	6	7.2	8.4	9.6
Depth of discharge (DoD <sup>3</sup> )	%	90					
Number of cycles (at 80% remaining capacity)		6000 <sup>1</sup>					
Max. output power	kW	1.84	2.45	3.1	3.7	4.3	4.9
Rated voltage	V	153	205	258	307	358	410
IP protection class		20					
Guideline		UN38.3, EN62311:2008, EN50178, EN62109-1, IEC 61508-1:2008, CE					

#### Battery Management

Calculation of the battery status		Charging status (SoC <sup>4</sup> ), ageing status (SoH)
Interface of battery management – inverter		RS485

#### System

Structure		Battery cabinet with 3 to 8 battery modules					
Height	mm	1145					
Width	mm	550					
Depth (*with tilt bracket)	mm	655*	655*	575	575	575	575
Weight	kg	120	136	153	169	186	202

#### Operating conditions

Recommended operating temperature	°C	10...30
Min. operating temperature	°C	5
Max. operating temperature	°C	35
Relative humidity (non-condensing)	%	0...85

#### Efficiency

Max. system efficiency	%	98
------------------------	---	----

#### Warranty



## Referências

- [1] P. E. O. Ferreira, Tese de Mestrado “Integração e controlo de dispositivos de armazenamento de energia em redes de distribuição de baixa tensão”, FEUP, Porto, 2015.
- [2] REPAP 2020, Disponível em <http://www.apren.pt/pt/dadostecnicos/index.php?id=220&cat=197>. Acesso em 15/05/2016.
- [3] N. Cheeweewattanakoon, G. Kaur and N. Chwla, “Residential Battery Energy Storage Systems (BESS) Modeling and Effect on the Smart Grid from the Classroom Point of view”, 2014 ASEE Annual Conference
- [4] J. C. G. Ferreira, Tese de Mestrado “Avaliação de estratégias de controlo de tensão em redes de baixa tensão com unidades de microgeração”, FEUP, Porto, 2014.
- [5] C. Moreira, “Identification and development of microgrids emergency control procedures.” PhD Thesis, FEUP, Porto, 2008.
- [6] N. O. Bischoff, Tese de Mestrado “Soluções que permitam Regular os Perfis de Tensão da Rede de Baixa Tensão para Valores Legalmente Estabelecidos”, FEUP, Porto, 2014.
- [7] Decreto-lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1065/resE2F3D72B69F845818655A3C9382DD7C6.pdf>. Acesso em 25/05/2016.
- [8] H. M. Costa, Tese de Mestrado “Reposição de serviço em sistemas com produção eólica *onshore* e *offshore* com ligação DC ”, FEUP, Porto, 2013.
- [9] Diário da República n.º 153/2014, Série I, de 20.10.2014, Páginas 5298 - 5311., Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.
- [10] Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída. Disponível em [http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier\\_artigo/20151120\\_filipepinto\\_7615808675660254a2675c.pdf](http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf) . Acesso em 22/05/2016.
- [11] Thomas Stetz, “German Guidelines and Laws for PV Grid Integration”, IEA Task Meeting Beijing, October 10. Disponível em [http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&elD=dam\\_frontend\\_push&docID=1048](http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&elD=dam_frontend_push&docID=1048), Acesso em 04/Junho/2016.
- [12] Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em baixa tensão. Disponível em <http://servicos.coelba.com.br/residencial-rural/Documents/Normas%20e%20Padr%C3%B5es/SM04.14-01.011.pdf>. Acesso em 18/03/2016.

- [13] Real Decreto 1699/2011, de 18 d Noviembre. Disponível em [http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-19242](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-19242). Acesso em 14/03/2016.
- [14] L. M. S. M. Monteiro, Tese Mestrado, “Valorização do Autoconsumo no âmbito das PME”, FEUP, Porto, 2015.
- [15] “Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo”. Disponível em <http://www.solius.pt/fotovoltaico/>, Acesso em 03/Junho 2016.
- [16] “Autoconsumo uma aposta no futuro”. Disponível em <http://www.d-solarsystems.com/#!autoconsumo/c203m>, Acesso em 05/Junho/2016.
- [17] A. T. M. da Fonseca, Tese de Mestrado “Impacto da Microprodução nos Perfis de Tensão das Redes de Distribuição de Baixa Tensão”, FEUP, Porto, 2012.
- [18] P. M. S. de Oliveira, Tese de Mestrado “Estudo e controlo da resposta de inversores fotovoltaicos ao aumento da tensão em fracas redes de baixa tensão”, IST, Lisboa, 2014.
- [19] Slides da UC de Produção Dispersa do 5º Ano do Curso de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores do Ramo de Energia da FEUP. Acesso em 25/Maio/2016.
- [20] J. R. G. Ferreira, Tese de Mestrado “Avaliação da Capacidade de *Feeders* de Distribuição aceitarem Produção Distribuída”, FEUP, Porto, 2013.
- [21] N. Hatziargyriou, N. Jenkins, G. Strbac, J. A. P. Lopes, J. Ruela, and A. Engler, “Microgrids-large scale integration of microgeneration to low voltage grids,” CIGRE C6-309, 2006.
- [22] M. L. Ribeiro, Tese de Mestrado “Estratégias de Reposição de Serviço utilizando Micro-Redes”, FEUP, Porto, 2010.
- [23] J. A. P. Lopes, A. M. A. Messias, R. M.P. Gonçalves, “Redes de Energia inteligente como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável”, Caso de Estudo.
- [24] Schneider Electric, “Perspectives and priorities - Schneider Electric on Smart Grid Research”, in Canada Smart Grid Research Network Workshop, Canada, 2010.
- [25] J. M. P. V. Guerreiro, Tese de Mestrado “Integração de contadores inteligentes num sistema de energia eléctrica com amplos recursos de energia renovável, com recursos de gestão da procura e de armazenamento”, IST, Lisboa, 2014.
- [26] M. I. M. P. M. Vaz, Tese de Mestrado “Controlo de Tensão em Redes de Baixa Tensão por Atuação em Recursos Distribuídos”, FEUP, Porto, 2015.
- [27] “Context - Smart Meters”, Disponível em <https://www.researchgate.net/deref/http%3A%2F%2Fdiginomica.com%2Fwp-content%2Fuploads%2F2014%2F04%2Fsmart-meter.jpg>, Acesso em 04/Junho/2016.
- [28] A. A. Messias, “Redes Inteligentes de Energia - Smart Grids”, 9º Encontro Nacional do Colégio de Engenharia Electrotécnica, 2009.
- [29] X. Tan, Q. Li and H. Wang, “Advances and trends of energy storage technology in Microgrid”, Electrical Power and Energy Systems 44 (2013), 179-191.
- [30] R. Prata, H. Craveiro, C. A. Santos e E. Quaresma, “SmartGrid role in reducing electrical losses - the InovGrid experience”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011.
- [31] P. Lúcio, P. Paulo and Hugo Craveiro, “INOVCITY - Building Smart Grids in Portugal,” 21 st International Conference on Electricity Distribution, 2011.
- [32] J. A. P. Lopes, A. M. A. Messias, R. M.P. Gonçalves, “Redes de Energia inteligente como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável”, Caso de Estudo.

- [33] N. Hatziaargyriou, A. Dimeas, K. Kaousias, S. Kokkinelis, G. Korres, P. Kourelis, G. Mparbayiannis, S. Papathanassiou and E. Stavropoulou, “SuSTAINABLE - Smart Distribution System OperaTion for Maximizing the Integration of RenewABLE Generation”, Disponível em [http://www.sustainableproject.eu/Portals/0/Publica%C3%A7%C3%B5es/DEMSEE2014\\_SuSTAINABLE\\_.pdf](http://www.sustainableproject.eu/Portals/0/Publica%C3%A7%C3%B5es/DEMSEE2014_SuSTAINABLE_.pdf). Acesso em 2/05/2015.
- [34] “Energy Storage Association”. Disponível em <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>. Acesso em 02/04/2016.
- [35] K. C. Divya and J. Ostergaard, “Battery energy storage technology for power systems - An overview”, Electric Power Systems Research 79 (2009), 511-520.
- [36] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo and J. M. Carrasco, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 57, No. 12, December 2010.
- [37] Battery Energy Storage for Smart Grid Application. Disponível: [http://www.eurobat.org/sites/default/files/eurobat\\_smartgrid\\_publication\\_may\\_2013\\_0\\_.pdf](http://www.eurobat.org/sites/default/files/eurobat_smartgrid_publication_may_2013_0_.pdf). Acesso em 2/04/2015.
- [38] F. Marra, G. Yang, C. Taeholt, J. Ostergaad and E. Larsen, “A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders With Photovoltaics,” IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, no. 2, March 2014.
- [39] K. Worthmann, C. M. Kellett, P. Braun, L. Grune and S. R. Weller, “Distributed and Decentralized Control of Residential Energy Systems Incorporating Battery Storage”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 6, no. 4, July 2015.